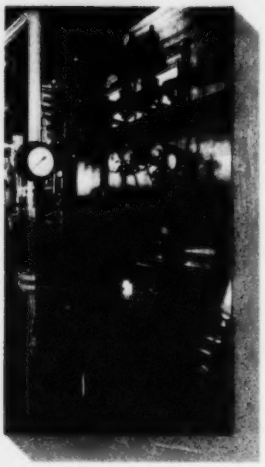
Canadian Petroleum Association



Annual Report

1988

89-03778/

Canadian Petroleum Association

The Canadian Petroleum Association represents medium to large oil and gas exploration, production and pipeline companies operating in Canada. Its members are the industry's major employers, and their combined staff represent the vast majority of the people who work in the upstream sectors of the industry.

CPA member companies accounted for more than three fourths of all upstream petroleum spending in Canada during 1988. They also produced about 80 per cent of Canada's oil, 70 per cent of her natural gas. Virtually all of that production was shipped to market through pipelines belonging to CPA member companies.

On behalf of its members, the CPA conducts policy analysis and helps facilitate problem solving in the industry. The association informs the Canadian public about critical energy issues and prepares technical and analytical submissions on behalf of the industry for governments and government agencies. It also gathers and disseminates operating, economic and policy information for members. And in cooperation with government, with regulatory and other agencies and with other industry associations, the CPA commissions research and helps set guidelines for the petroleum industry. ■

INDEX

Chairman's Report	1
Vice Chairman's Report	2
President's Report	3
Industry Performance	4
Year in Review	9
Getting Ready for the Next Century	11
General Committee on Natural Gas	12
General Committee on Economics and Statistics	13
General Committee on Environment and Socio-Economic Development	14
Focus on Oil Spills: PROSCARAC	15
General Committee on Oil Policy	16
General Committee on Industry Operations	16
General Committee on Public Affairs	17
Pipeline Division	17
British Columbia Division	18
Saskatchewan Division	18
Frontier Division	19
Honours and Awards	20
CPA Operations	21
Offices and Staff	22
Board of Governors	22
Membership	23
Organization Chart	24

Chairman's Report

W. H. (Bill) Hopper

Chairman and CEO
Petro-Canada Inc.

The challenge for the Canadian petroleum industry in 1988 was to reshape itself to the new business environment and to prosper under changed circumstances. I believe we made significant progress in that direction, but the challenge continues. Return on investment is below acceptable rates and needs to be improved to assure the long term health of this vital sector of the economy. Increased productivity and cost efficiency are the strategic keys to that objective.

The continuing environment of lower and volatile crude oil prices has dampened expansion. Nonetheless, the industry continues to pursue long term supply opportunities through such projects as Hibernia, Amauligak and Alberta's oil sands and, of course, through exploration and development in the Western Canada Basin.

Faced with the prospect of higher exploration and production costs together with price volatility and uncertainty, we face difficult choices. A top priority is to bring maximum efficiencies to our operations. Significant progress has been made in this area, partly through internal restructuring, partly by mergers and acquisitions. Together, these moves have formed healthier and more efficient entities. However accomplished, the rationalization has strengthened the industry's ability to respond to ever-changing conditions.

It is axiomatic that we must become even more innovative in our operations, that improved technology is needed and that customer service must continue to be a top priority. This, of course, includes the pursuit of new and expanded markets to reach our production potential.

Our service industry continues to have too much equipment and too many services chasing too few jobs. Despite some painful restructuring, further rationalization appears inevitable.

I can report positive and productive progress on the policy front. We worked throughout the year with the three western producing provinces and succeeded in improving the regulatory process and the fiscal regime. British Columbia initiatives included a simplified gas royalty system and a different role for BCPC. The industry responded to Saskatchewan's gas policy revisions with increased drilling.

Although Alberta made certain changes to its gas royalty regime, we were disappointed that these did not lead to major reforms. The system continues to be unnecessarily complex and costly for all parties. We will continue our efforts to achieve major reforms in the royalty structure.

At the federal level, we strongly supported the free trade agreement. In this association's view, that agreement will greatly enhance our long-standing trading relationship with our largest and most important customers while instilling renewed confidence on all sides.

CPA took the lead in several other important initiatives. Our Environmental Code of Practice breaks important new ground. It makes an important contribution to establishing a single, high environmental standard for industry to adhere to. It creates a bridge of understanding about our environmental commitment between the industry and governments, environmentalists, its customers and other industries. Further, it reduces the need for external regulation of our affairs.

Potentially, one of our most beneficial activities during the year was an industry-wide review of safety practices and procedures in the industry. The CPA together with the other upstream associations determined to make an all-out assault against accidental death and injuries in the upstream sector. The exercise dominated the time and abilities of about 80 senior industry personnel for more than one year as they examined the incidence, the cause and the consequences of accidental injuries and deaths in the industry.

This ground work was necessary in order to formulate sound recommendations for improved safety practises. The task force enjoyed the full support and encouragement of the industry as it carried out its mandate. Submitted in early 1989, the report and its recommendations will have a powerful, positive and lasting influence on the industry.

While events of 1988 did not establish records of favourable economic significance, the industry made substantial progress in making itself more productive, more responsive and more efficient. ■

Vice Chairman's Report

B. B. (Bart) Rombough

Chairman and CEO
PanCanadian Petroleums Limited

The year ahead is likely to be characterized by more of the unforeseen changes which have made the 1980s the most turbulent and chaotic decade in this industry's history.

Over the last several years, our industry and government have succeeded in bringing about a new atmosphere within which government and industry can address common problems. In this new environment we will work toward removing the complexities, uncertainties and uneven incidence of the fiscal and royalty regimes. Barring unforeseen diversions, bringing improvements to those areas together with a cooperative and responsible approach to the environmental agenda will be my goal as chairman.

The association will represent producers as an intervenor at hearings where regulatory approval is being sought for a number of major pipeline expansions. The proposals, which would provide construction activity of mega-project proportions and which are a strong vote of confidence in the future of our industry, require our closest attention. The proposition that society first shapes its institutions and is then shaped by them is doubly true for the means of access to markets: Pipelines fix the producer/customer relationship in a way that other forms of transportation do not. They determine the market to be served and the volumes available, and they reduce or eliminate market options. Expanding and assuring markets for our production has a priority second only to making the right choices the first time.

In the interests of stability and predictability, the industry requires generic policies for enhanced oil recovery projects. In recent years such projects have been negotiated on a project-by-project basis between governments and sponsors. In fairness, decisions to proceed with these projects should be determined by market forces operating within a consistent policy framework. While the current price environment is discouraging development, a generic policy framework will enable operators to continually assess potential projects for economic viability.

The move to generic policies would be an important step toward achieving the energy policy recommended by the Task Force on Energy Options. This association will continue to support the recommendations to tie energy policy to fundamental economics.

The association will also continue to work with governments to substantially resolve the outstanding domestic issues in natural gas deregulation. In addition, we will strive to overcome regulatory obstacles to Canadian exports to the U.S. While I believe the free trade agreement was one of the great political achievements of this century, it has not eliminated non-tariff barriers to trade in natural gas. That area will still require a great deal of effort.

The frontiers are also in a period of ferment. During the last few years they have made progress toward becoming important centres of production, and that progress gained momentum with the Hibernia announcement last year. As frontier production approaches, many regulatory and legislative issues must be addressed.

First, we must make efforts to maintain consistent regulatory regimes in frontiers as power and authority devolves to regional boards.

Second, the federal government is overhauling the Oil and Gas Production and Conservation Act. Since the revised legislation will set the stage for production regulations for years to come, we must work closely with governments as they develop new and overlapping legislation.

The industry must also help make any new northern regulatory regime work. A unique feature of the situation which is developing out of the Northern Accord and land claims settlements is that native organizations will have their own say in development. Will that lead to any particular challenges? We will begin to find out in 1989.

On the environmental side, the industry must closely monitor Alberta's revisions to the Clean Air/Clean Water Act. This is likely to represent the most important change in environmental law in the province since the Alberta Environment Act was promulgated, and it has widespread implications for industry operations.

At least as important is that regulations will be developed during the year under the Canadian Environmental Protection Act. This is another far-reaching development, and the CPA must work closely with the federal government to avoid disruption.

Finally, a major challenge in the year ahead will be to implement the recommendations of the Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety. The industry is committed to safe operations and the task force has given us an outstanding blueprint to help us remain ever vigilant.

These are daunting issues, but I am confident that we will deal with them effectively in the year ahead. ■

President's Report

I. R. (Ian) Smyth

President
Canadian Petroleum Association

The CPA has been directly involved in environmental, occupational health and safety issues for many years. But in 1988 these issues acquired a compelling profile — with corresponding responses from the public, governments, and political parties — higher than at any time in the past. As a result, it was a year in which the industry as a whole found environmental and safety matters competing for attention with the regulatory, economic and technical issues that have so long dominated our business.

Given the uncertainties facing the industry, compounded by the cost-price squeeze which has put a premium on efficiency and economy in recent years, our member companies might reasonably have set this new menu of issues and problems aside to await better times. The fact is, however, that they did not — and therein lies a commentary on the style and the successful record of the association.

CPA's position as the leading voice of the industry finds its roots in its emphasis — from the Board of Governors through the committee structure to the staff — on good planning, thoughtful and timely analysis and the availability of resources to ensure effective delivery of our product. Throughout the 1980s these elements have been the hallmark of our approach and response to economic and technical issues. More recently, they have also characterized our management of the agenda of social issues.

As a result, and notwithstanding the rapid pace of change, 1988 found the CPA well positioned to contribute to the constantly evolving agenda of public policy. As importantly, however, the association was also well prepared to protect its members' interests in the presence of a formidable array of new government initiatives.

The work of the association during 1988 is presented in considerable detail in this annual report and the accomplishments speak for themselves. What bears repetition here is that these accomplishments on behalf of the industry often find their roots in the foresight and planning of several years ago.

In this vein it is worth noting that much new work was undertaken during 1988 to prepare us for the demands of the future. For example, in 1988 the association designed computer programs to assist in reserves estimates. Industry cash flow models were completed for Canada and Saskatchewan, and progress is being made to develop models for Alberta and British Columbia. Among their other uses, these models will be useful in preparing forecasts and background information to support our submissions to government and to regulatory agencies.

The association also approved the mandate for a standing committee on electronic data interchange. This committee's job will be to promote and coordinate the introduction of this more efficient data management process within the industry. We also initiated discussions to make statistical data from our online database available on compact disk (CD-ROM) format.

All of this is to say that getting ready for the future has become a permanent part of this association's job. As suggested by our look into the industry's future, which is printed elsewhere in this report, the CPA has long recognized that we cannot be complacent about the future. We must constantly strive to anticipate the demands the years ahead will place upon us, and to help position the industry to meet those demands as effectively as possible.

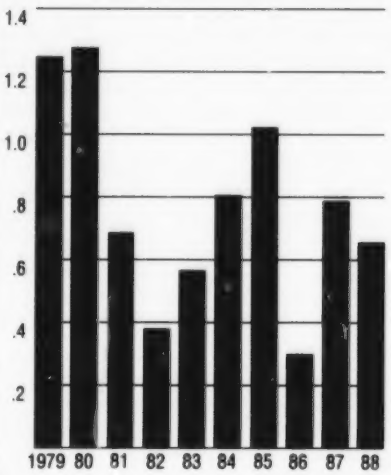
To do so, this association's staff will continue to ensure that our member companies have available to them resources which will make their decisions more complete. But I cannot overstate the importance to our operations of the enthusiastic support we receive from our members. In 1988, as in every year past, the backbone of the CPA has been its committee structure. The delivery system which this association is so proud of would not be possible without the dedicated efforts of more than one thousand professional men and women who contribute their time and efforts to our boards, committees and task forces. It is their efforts — in combination with those of a dedicated staff — which enable this association to serve its members well. ■

Industry Performance

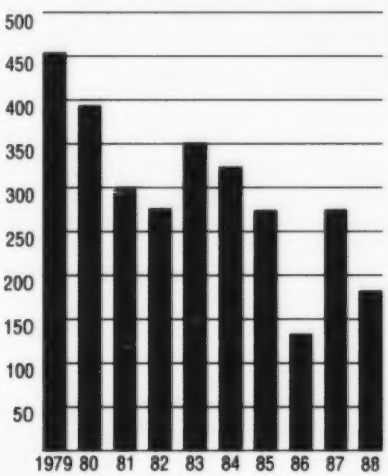
Optimism pervaded the industry at the beginning of 1988, with corporate budgets underpinned by price expectations of U.S.$17-18 per barrel for West Texas Intermediate oil. Capital and exploration expenditure plans called for total spending of some $7.6 billion, 25 per cent more than the $6.1 billion invested in 1987. These spending intentions involved drilling plans for some 9000 wells.

Government Land Sales

($ Billions)



(Average Price per Hectare)



The drop in bonus payments and per hectare prices reflected the pessimistic outlook for world oil prices.

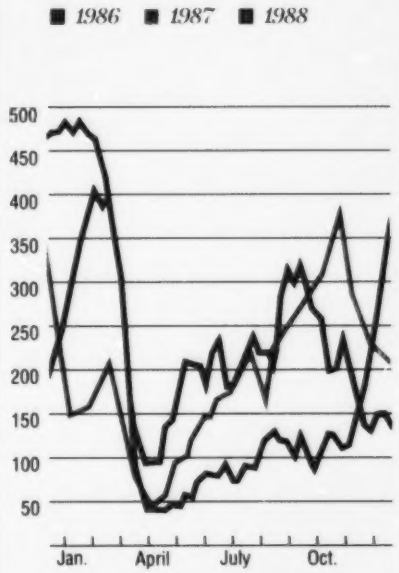
Field activity started strongly, but when prices began to soften and no reversal was apparent, corporate expenditure programs were curtailed in the latter part of the year. The impact of lower prices was exacerbated by the strengthening of the Canadian dollar relative to its U.S. counterpart: Since world oil prices are denominated in U.S. currency, the relatively higher valued Canadian dollar cost the industry some $1 billion in gross oil revenue and reduced export earnings from gas and gas by-product sales.

Large discretionary components are now built into corporate spending programs: depending on changing markets and prices, this newly-developed flexibility can lead to frequent adjustments in drilling and development plans to available cash flows; this was amply demonstrated in 1988. Cash flow has become the single most important factor in the realization of industry's business plans.

This tendency was also reflected at government land sales. In the first half of 1988 bonus payments were running ahead of the first half of 1987. Then both total bonus payments and per-hectare prices slumped; the result was an aggregate reduction in bonuses of $134 million for the year.

Despite the skewed activity pattern, final 1988 statistics reveal a respectable year for the upstream sector. Crude oil and equivalent production was some 5 per cent higher, at about 278 000 cubic metres (1 750 000 barrels) daily. Natural gas production, buoyed by a 37 per cent increase in export sales and an 11 per cent rise in domestic demand, increased by 18 per cent to approximately 95 billion cubic metres (3.4 trillion cubic feet) for the year. However, because of a further softening in natural gas prices, the increased natural gas sales volumes did not translate into corresponding revenue gains. Total industry cash flow was down 25-30 per cent.

Active Rigs



Rig activity suffered wide fluctations and fell severely in the second half as drilling plans were adjusted to lower oil prices.

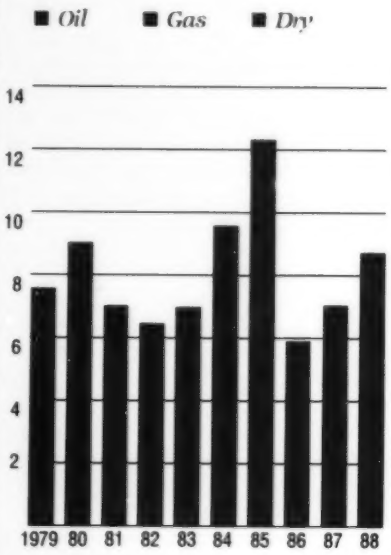
When the final tally is made, industry's investment spending could total $7.2 billion, 18 per cent more than in 1987. Drilling completions totalled 8886, up 25.6 per cent from the 1987 level.

Drilling activity followed an erratic pattern. Apart from the normal seasonal changes (drilling peaks in February/March), drilling bursts and drop-offs were influenced by government incentive programs. Drilling peaked at the end of February when 407 rigs were making hole; it bottomed at 94 rigs in April, when wide areas become inaccessible because of spring break-up, and heavy equipment movement is restricted by law.

Industry Performance

Canadian Well Completions

(x 1000)

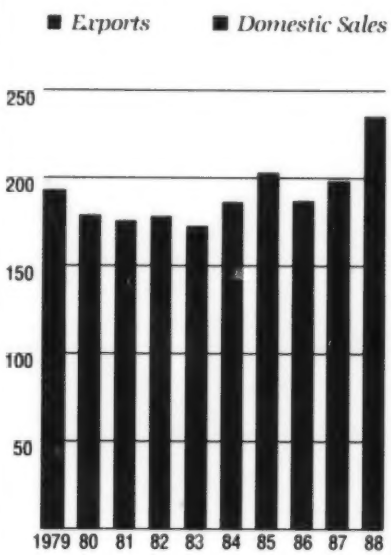


Although drilling activity was seriously skewed in 1988, the overall level for the year was the fourth highest on record.

This erratic drilling pattern has created personnel difficulties for contractors. Personnel concerns are also evident in the geophysical and geological sector, where field activity has been equally erratic. Maintaining field personnel quality under these circumstances has become difficult. While this sector has so far been able to maintain its technological capability, many experienced people are retiring and not enough young graduates are coming in. For example, geophysics scholarships for 1988 went begging because there were not enough qualified recipients. Similarly, enrolment in geological studies has dropped sharply.

Natural Gas Sales

(M^3 x Millions Per Day)



More liberal export policies encouraged Canadian gas producers to aggressively pursue direct access markets in the U.S.

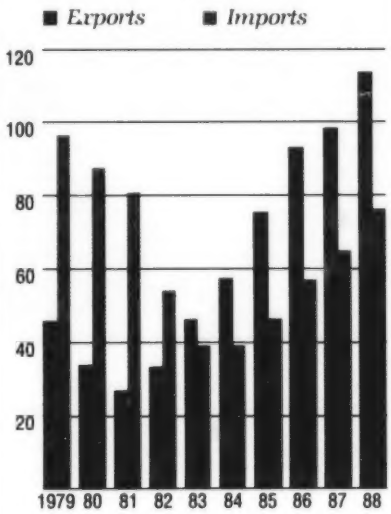
On the political scene the re-election of the market-oriented federal conservative government was welcome news for the oil and gas industry. The re-election led to the ratification by Canada of the Free Trade Agreement which was strongly supported by the industry. About 40 per cent of the Canadian upstream sector's revenue comes from export sales (almost entirely to the U.S.). The guarantee that this trade will not be hindered in the future by government intervention on either side of the border will strengthen investor confidence and enhance buyer-seller relationships.

Equally welcome was the successful conclusion of the new OPEC agreement. Non-agreement would have been devastating. The industry is taking a wait-and-see attitude; only time will tell whether the agreement will hold and the $18 price target can be achieved.

Yet despite all the year-end good news, the likelihood is that 1989 will be a downturn year. The industry overspent in 1988, partly because it wanted to benefit from government incentive programs that were diminishing significantly in value towards the end of the year. This will be corrected in 1989 unless there is a significant improvement in prices. Investment spending is projected at approximately $6 billion and drilling is likely to drop to some 6000 wells.

Crude Oil Exports and Imports

(M^3 x 1000 per Day)



Canada maintained its position as a net oil exporter.

Even more than in 1988, cash flow will be the most important single determinant for industry spending and activity. The strength of the Canadian dollar will remain a concern, as will recent increases in interest rates. The capital markets soured in 1988 and no improvement is expected this year. In 1988, the oil industry raised only $1.1 billion in equity and debt, 65 per cent less than the $3.1 billion raised in 1987.

Restructuring through mergers, acquisitions and asset sales continued. While the bulk of these activities has involved junior producers and mid-sized companies, the consummation of the $5.5 billion Amoco takeover of Dome Petroleum represented by far the bulk of assets which changed hands. The Dome deal has removed considerable "partner drag" and will have a positive impact on the industry.

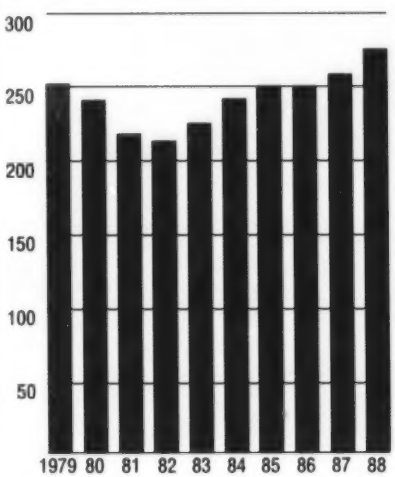
Since then, Texaco Canada has been sold to Imperial Oil; this should mark the end to major acquisitions for some time. At the junior and intermediate level, however, activity is likely to accelerate.

In late summer and fall, agreement was announced on several mega projects that had been under negotiation between industry consortiums and government. Their fates will become clearer in the first half of 1989.

A binding agreement for the $5.2 billion development of the Hibernia oilfield offshore Newfoundland is to be finalized by March 31. The field is expected to produce an average of 17 500 cubic metres (110 000 barrels per day) from both platform and sub-sea wells. Husky and the governments of Alberta, Saskatchewan and Canada signed a joint venture agreement to build a $1.3 billion heavy crude oil upgrader (capacity 7300 cubic metres or 46 000 barrels per day) at Lloydminster; engineering work is under way.

Total Production, Oil and Equivalent

(M^3 x 1000 per Day)



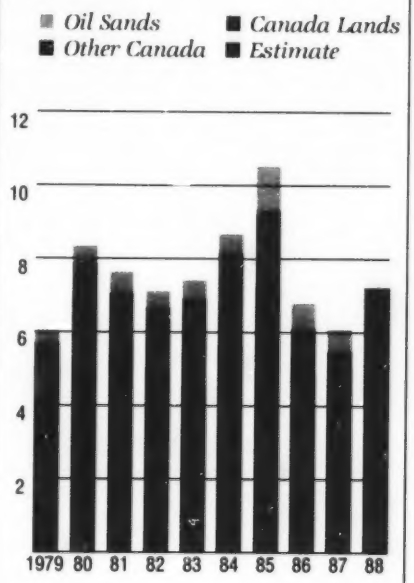
Oil production at times was limited by available pipeline capacity.

The Statement of Principles signed in September for the construction of a $4.1 billion integrated oil sands mining project, the OSLO project, is to be finalized into a definitive agreement by May 30, 1989. The project is expected to produce 12 250 cubic metres (77 000 barrels) per day of synthetic crude oil initially, with the possibility of expansion in size.

Industry Performance

Exploration and Development Expenditures

($ Billions)

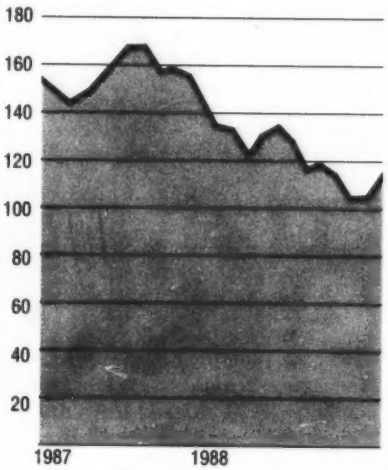


Firm exploration and development spending rose despite declining prices.

Lower oil prices have forced reconsideration of a number of heavy oil development projects. While production of heavy oil and bitumen has nearly tripled since 1977, lower prices have dampened some of the enthusiasm for new developments and until the projects are re-activated, bitumen output will level off.

Canadian Oil Prices at Edmonton

($ per M^3)



Lower world oil prices and the stronger Canadian dollar significantly eroded producer revenue.

Although on a modest scale, frontier exploration will continue in 1989. Four wells are planned for the Beaufort Sea and a like number is to be drilled on the Grand Banks, offshore Newfoundland. At this point, no drilling plans have been announced for the gas-prone Scotian shelf.

In autumn the federal government signed four agreements in principle which have important long-term implications for northern exploration. The first document was a land claims settlement which cedes lands and gives a voice in the management of renewable resources to Dene/Metis organizations in the Northwest Territories. A similar document covering aboriginal peoples in the Yukon was later signed.

The other two agreements provide the framework for a Northern Accord between Canada and the Governments of the Northwest Territories and the Yukon. These agreements call for phased transfers of legislative and management responsibilities for oil and gas resources on land to the territorial governments, and for petroleum revenues from onshore areas to be for the use and benefit of the territories. In addition, the agreements include a commitment to future sharing of legislative responsibility for the regulation and management of off-shore northern oil and gas resources.

The gas export sales success is beginning to strain available capacity. Numerous pipeline expansion projects have been announced and will be subject to scrutiny by industry and regulatory agencies during 1989. Until additional pipeline capacity becomes available, growth in exports to the U.S. will be far more modest than in 1988. ■

Year in Review

January

■ Industry monitors what impact the non-decision of the 82nd OPEC conference will have on world oil prices.

February

■ The federal and Saskatchewan governments agree to the merger and privatization of their respective uranium mining companies.

■ Meeting of OPEC's Price Monitoring Committee raises expectations of oil price improvement.

March

■ Alberta government approves Shell Canada expansion to its Peace River in situ oil sands project. The $570 million project is designed to increase bitumen production by 6400 cubic metres (40 000 barrels) a day.

■ British Columbia issues a discussion paper proposing the establishment of two new boards for the petroleum and mineral sectors. Modeled on Alberta's Energy Resources Conservation Board, the two boards would be responsible for technical regulation, geological data systems and day-to-day resource management within a policy framework established by government.

■ The Department of Energy Mines and Resources issues a study suggesting that the Western Canada Basin could yield discoveries of an additional 570 million cubic metres (3.6 billion barrels) of light and medium oil.

April

■ Saskatchewan announces a number of fiscal changes to complement federal tax reform. The changes include a lower corporate income tax rate, slightly lower royalties through a Saskatchewan resources credit and a corporation capital tax surcharge.

■ Citing environmental concerns, the federal government calls for a moratorium on drilling on Georges Bank offshore Nova Scotia until at least the year 2000.

■ Alberta and Suncor announce agreement on fiscal terms by which Suncor will proceed with a $470 million project to produce heavy oil at Burnt Lake. Production is expected to reach 2000 cubic metres (12 500 barrels) by 1990.

■ Increased military action in the Gulf of Hormuz pushes NYMEX futures price to 1988 high of U.S.$18.60 per barrel.

May

■ The federal government announces the Canadian Exploration Incentive Program, which provides incentives of 30 per cent on the first $10 million per year of eligible expenses by qualified companies that finance mineral or oil and gas exploration by issuing flow-through shares.

■ Shell announces its preferred development program for the Caroline gas field. Under this proposal, 1.1 to 1.4 million cubic metres (40-50 million cubic feet) of sour gas per day would be processed at Gulf's Strachan plant; 2 to 2.25 million cubic metres per day would be processed at Canterra's Ram River plant; and 5.2 million cubic metres per day would be processed at a new plant to be constructed in the area and to be in operation in 1991.

Year in Review

June

■ British Columbia announces a simplified natural gas royalty system to take effect on June 1. Under the new system a 15 per cent rate is levied, calculated from the sale price. If wellhead prices exceed $50 per 1000 cubic metres, the rate increases.

July

■ Mobil and partners reach agreement in principle with the governments of Canada and Newfoundland to proceed with the $8.5 billion Hibernia oilfield development. Targeted for full production in 1996, the project will produce 17 500 cubic metres (110 000 barrels) of oil per day.

August

■ The Department of Energy, Mines and Resources releases the report of the Advisory Committee on Energy Options. The first comprehensive review of energy policy since the 1957 Borden Commission, the report advocates a variety of market-oriented approaches to energy policy.

September

■ The governments of Canada, Alberta and Saskatchewan sign a binding agreement with Husky to finance, construct and operate a $1.3 billion dollar crude oil upgrader near Lloydminster on the Alberta/Saskatchewan border. The facility will be capable of producing 7300 cubic metres (46 000 barrels) of light crude oil per day.

■ The federal government reaches an agreement in principle with aboriginal groups to settle Dene and Metis land claims in the western Northwest Territories.

■ The federal government signs an agreement in principle with the territorial government of the Northwest Territories for a Northern Accord. The agreement opens the door to negotiate oil and gas resource management by territorial institutions.

■ The federal and British Columbia governments reach agreement on a funding formula for the construction of a natural gas pipeline from the B.C. mainland to Vancouver Island.

■ Alberta and the federal government sign a statement of principles with members of the OSLO consortium to proceed with the development of the $4.1 billion integrated oil sands project. The project will produce 12 000 cubic metres (77 000 barrels) of oil per day; production will begin in 1996.

■ Amoco Canada completes the takeover of Dome Petroleum, the largest ($5.5 billion) corporate takeover in Canadian history.

■ The federal government announces that it will extend its CEDIP incentive program. Originally scheduled to be reduced (to 16-2/3 per cent) on October 1, the incentive rate will be 25 per cent until June 30, 1989. The rate will then be reduced to 16-2/3 per cent, and the program will terminate on schedule on December 31, 1989.

October

■ Alberta announces measures which will maintain a functioning market in ethane wherein both the petroleum and the petrochemical industries will have access to adequate and competitive ethane supplies while keeping future ethane-related development economically attractive.

■ In response to declining oil prices, Alberta extends two incentive programs. The announcement extends the three-year royalty holiday for new oil wells by six months (making wells drilled prior to May 1, 1989 eligible), and extends the current 75 per cent rate of the Alberta Royalty Tax Credit program until December 31, 1989.

November

■ The federal Progressive Conservatives are re-elected with a parliamentary majority.

December

■ TransCanada announces a possible $1.7 billion expansion of its pipeline facilities.

■ Legislation to implement the Canada-U.S.A. Free Trade Agreement receives royal assent. ■

Getting Ready for the Next Century

Economists continue to forecast — as they have for the last four decades — that global economic growth will continue. Such growth means that demand for energy, the life-blood of any growing economy, will continue to rise despite constantly improving energy efficiency. The increase in the world's population by itself has a built-in momentum for higher energy demand unless we foresee widespread lower living standards. That, of course, would fly in the face of the rising expectations evident around the world.

On the other side of that scenario are global environmental concerns which are now more precisely articulated as the growing body of evidence is more widely understood and accepted. This recognition was reflected in the United Nations' Brundtland Commission report, which attempted to reconcile economic growth and environmental protection imperatives within a common global framework. The growing consensus about the so-called greenhouse effect and the ozone problem are further manifestations of the need for transition to an environmentally sensitive global system.

As the end of the century nears and the nations of the world contemplate the possible consequences of these colliding expectations and needs, how will the petroleum industry — especially the private sector petroleum industry — extract itself from volatile short-term problems to focus its planning on the long-term future?

There is much potential for miscalculation, but little room for error. And while there is growing internationalization of the global economy, the world oil industry appears to be trapped in a narrow geopolitical situation which created the 1986 oil price collapse and which may have already sown the seeds for another crisis in the 1990s.

Current forecasts suggest that by the mid-1990s more than 75 per cent of internationally traded oil will come from the Persian Gulf areas. This suggests that the Gulf countries will be in the driver's seat. How will Lord Acton's dictum — that "power tends to corrupt and absolute power corrupts absolutely" — apply to the concentration of economic power in the hands of a few Middle East nations? How will they exercise their economic power while they own the lowest-cost oil resources known? Will they take advantage of the lessons learned in the last two turbulent decades? Will political stability prevail, permitting rational planning?

Economic theory suggests that lowest-cost resources should be utilized first. This presumes a high degree of confidence in a small group of nations with great power. And how would continued low prices affect consumption trends? There are, after all, serious environmental problems and concerns associated with the burning of increasing volumes of hydrocarbon fuels.

Will the lower price environment last, or is it only a short-term phenomenon? Can the marketplace guarantee equilibrium between demand and supply, or are we courting disaster? Are we vulnerable to more price spikes and/or shortages, and can we cope with them more effectively than in the past? How do planners in this environment build the energy bridge into the next century?

There is great geographic disparity between energy supplies and demand. Can international cooperation solve this problem and bring stability including technological change and exchange? Widely differing political and economic systems make international solutions extremely difficult: Can existing institutions effectively bridge the differences? If not, what new institutions need to be devised or are the problems insoluble?

An orderly approach to the future dictates the need to address these questions now. They and associated matters will be discussed at the World Energy Conference in Montreal in September — and not a moment too soon. Three months later, the last decade of this century begins. Bold action and decisions will then be needed to prepare the road into the twenty-first century. ■

Committee Reports

I. J. (Irv) Koop

Senior Vice President
BP Canada Inc.

GENERAL COMMITTEE ON NATURAL GAS

Deregulation of natural gas markets continued to provide the impetus to natural gas developments in 1988. Greater access to markets and competitive gas prices resulted in Canadian natural gas production increasing by more than 18 percent over 1987 levels. The increase was driven by significant growth in domestic sales and exports.

Because of increased sales of natural gas, the TransCanada PipeLines system ran into capacity constraints. The Natural Gas Committee was an active participant in two National Energy Board hearings to consider additional facilities to serve market growth. Some $650 million in new facilities were ultimately approved by the NEB. TCPL anticipates that it will require further expansions in 1990 and 1991 to serve emerging markets, and applications for these facilities will likely be heard by the NEB in 1989. These expansions, plus growth on the NOVA, Great Lakes and Union pipeline systems, could total $3 billion in new construction during the 1988-1991 period.

The magnitude and cost of these pipeline expansions are of concern to the association. In the two 1988 NEB TCPL facilities hearings, the association emphasized that only new facilities that are found to be the least-cost design, justified by assured requirements and underpinned by appropriate long-term contracts should be approved.

TransCanada's tariffs were reviewed in two NEB facilities hearings in 1988, considering issues affecting access to transportation. The association addressed contract renewal rights, the establishment of a queue for service for prospective shippers, the assignment or brokering of contracted capacity, and shipper credit requirements.

Tariff and toll design matters were also the predominant emphasis of Phase I of the TCPL toll hearing. The association supported the continuation of the NEB's Operational Demand methodology, and argued that the NEB should continue to prohibit self-displacement by TCPL's distributor customers. The association emphasized the need to preserve the sanctity of contracts, and to provide incentives for an orderly restructuring of the domestic "core" market.

The Natural Gas Committee participated in several provincial regulatory proceedings. In Alberta, the association was active in the PUB hearing to consider the provision of transportation services by Alberta distributors to small industrial customers making direct purchases of gas from suppliers. The association focused on proposed tariff provisions which, in its view were contrary to improving access to transportation services.

The association presented evidence and argument in the Ontario Energy Board Inquiry into the Security of Supply for Natural Gas for Ontario consumers. The association advocated that the OEB should recognize the sanctity of contracts, and that suppliers to the Ontario "core" market should be required to contract for gas supplies on a long-term basis. Since this hearing was held during negotiations between Ontario distributors and WGML on gas supply contracts for the period beginning November 1, 1988, the OEB's findings were considered to be of particular importance.

Notwithstanding the short term of contracts recommended by the OEB, the WGML and utility negotiations resulted in new contracts for much longer terms (more than 10 years). The acceptability of the new contracts is to be considered by a separate OEB hearing. A similar hearing has been called by the Manitoba Public Utilities Commission.

Various meetings were also held during the year with NOVA pipeline officials. Discussions were held on determining the priority for access to the NOVA system and allocation of capacity in periods when NOVA would experience capacity constraints. The association responded to a NOVA discussion paper on this matter with alternative proposals that were incorporated into the final plan. Discussion also took place on the need for and cost of various expansion projects proposed by NOVA.

The association also prepared working papers on deregulation. These documents served as a basis for discussions with governments, regulators, shipper-marketers and consumer groups.

Changes in the regulatory environment in the United States and strengthening U.S. markets for Canadian natural gas requires a greater emphasis on monitoring and intervention in U.S. regulatory proceedings. The CPA intervened actively in FERC's Northwest Pipeline rate case, the El Paso Natural Gas rate case, the Pacific Gas Transmission rate case, and several other proceedings. The association also was a party to the Great Lakes Gas Transmission rate case settlement, and will participate in 1989 in a review of FERC's rejection of parts of the settlement agreement.

This heavy workload reflects the increased importance of natural gas in Canada's energy economy, especially the increasing importance of gas to the producing sector as an impetus to increased activity and a generator of increased revenues. ■

R. H. (Dick) Matzke

Director and President
Chevron Canada Resources

GENERAL COMMITTEE ON ECONOMICS AND STATISTICS

Activities of the committees under the General Committee on Economics and Statistics during 1988 largely involved government initiatives in royalty and taxation.

Issues related to tax reform technical matters arising from the December 1987 Ways and Means Motion were the main focus for the Income Tax Committee, which submitted a number of technical papers on pending legislation and on problems arising from existing legislation to the Department of Finance. Committee members followed up these papers with direct discussions with senior Department personnel.

The particular concern of the Customs and Sales Tax Committee was the proposed sales tax reform, on which it submitted an issue paper to the Minister of Finance. The paper dealt with possible impacts on the industry and the various royalty payment issues that might arise depending on the final format of the tax. In addition, the committee updated the widely-used Customs and Sales Tax Manual.

The Economics Committee became engaged in a number of royalty issues, most importantly the Alberta gas royalty modifications. Gas cost allowance issues remain on the agenda. The committee also continued to hold discussions with Energy Mines and Resources and the offshore boards regarding the future Canada Lands royalty regimes: federal royalty regulations are expected to be finalized in 1989.

The committee supported the B.C. Division in negotiations which led to major improvements in the B.C. gas royalty system. Similarly, the committee assisted the Saskatchewan Division in developing fiscal and economic models for use in royalty discussions with the province.

Following approval by the Executive Committee, the development of an industry model was intensified with the support of a special task force formed under the Economics Committee. The model will greatly enhance CPA's capability to assess the impact of changes in the business and fiscal environments.

The Ad Valorem Tax Committee continued to discuss property tax issues with the provinces. Jointly with other industries, representations concerning municipal taxation and assessment procedures of industrial property led to the formation of the Alberta Task Force on Industrial Property Taxation to review methods and procedures. The committee will remain active in this area.

The Accounting Committee focus in 1988 was on accounting problems arising from the deregulation of the natural gas industry and gas royalty changes in Alberta and British Columbia. Although close consultation with governments and their agencies resolved many issues, the administration of the royalty system remains complex and costly for industry and government departments. The committee will continue to aggressively pursue further simplification.

In addition, the committee succeeded in having certain unfavourable treatments involving the Investment Tax Credit and new/old well status reversed. At the invitation of the B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources the committee participated on a joint industry/government task force to review the royalty reporting system.

The Reserves Committee released its annual report of Canada's oil and gas reserves in August. The consultative process with governments was continued providing all parties the opportunity to compare and assess the most current data on Canada's reserves. In 1988, the CPA Reserves Database was upgraded to allow committee members remote access to the information which covers more than 28 000 oil and gas pools.

The 33rd edition of the CPA Statistical Handbook was released as scheduled. The Statistics Committee reviewed the content of the handbook, incorporating several additions. The committee also participated in the review of the annual industry expenditure statistics which result from a joint survey of CPA, the Petroleum Monitoring Agency and Statistics Canada.

In May, the Board of Governors agreed to have a working group investigate and propose a role for CPA in the implementation of electronic data interchange within the petroleum industry. The group recommended that a CPA standing committee on EDI be established; the new committee will come under the General Committee on Economics and Statistics portfolio. The committee will provide a petroleum industry focus and coordinate activities as the industry moves into direct computer-to-computer electronic transmission of business transactions. ■

S. K. (Keith) McWalter

Chairman,
President and CEO
Gulf Canada
Resources Limited

GENERAL COMMITTEE ON ENVIRONMENT AND SOCIO-ECONOMIC DEVELOPMENT

Committees continued to take initiatives to promote consistently high levels of health, safety and environmental protection within the industry. These initiatives together with other association activities reinforced the position that CPA members will continue to integrate environmental planning into project development. This will include technology development and application which will minimize the impacts of operations on the environment and on public health and safety. It will also involve ready access to industry information in response to community concerns about its operations.

Activities in the Environment and Socio-Economic Development portfolio covered a wide range during 1988. On the top of this list were the Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety, the Acid Deposition Research Program's medical and biophysical research and the update of the Environmental Operating Guidelines.

The committees demonstrated leadership in responding to legislative and policy initiatives related to the Workplace Hazardous Materials Information System, the Transportation of Dangerous Goods Act, the Canadian Environmental Protection Act, the Alberta Environmental Law Enforcement Panel and an ERCB gas concentration and dispersion model assessment.

The Canadian Environmental Protection Act identifies potentially toxic substances and assesses their hazard. Where deemed necessary, it establishes controls throughout the life cycles of various chemicals — from importation and manufacture through transportation and handling to end use and disposal.

The Accident Prevention and Health Committees jointly established a task group to help members comply with the system. WHMIS explicitly acknowledges the worker's right to know about the safety and health hazards of substances (or controlled products) used in the workplace.

To assist member companies in workplace safety training, a WHMIS employee education program package was prepared. The resulting training modules are unique in three respects: first, they deal directly with specific types of industry operations — from offshore rigs to field operations; second, they enable trainers to make training "worksite specific"; and third, they permit direct linkage to other health and safety programs, thereby making the program extremely versatile.

In addition, a WHMIS subcommittee developed generic workplace labels for use by member companies. These container labels provide detailed information on how to deal with specific hazardous materials.

Along with four other industry associations, the CPA participated in the Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety. The task force final report contains a set of guiding principles for worker safety and a list of current practices and issues considered to be barriers to optimally safe practice, together with recommended changes. As well, it includes a proposed basic safety program. A senior government/industry implementation committee has been appointed to oversee the action items identified in the report.

The CPA continued its major involvement in the Acid Deposition Research Program, which released the final report of a $5.3 million biophysical research study in the fall. The research, which has been rated as one of the most comprehensive studies of air pollution ever undertaken, suggested that at present acid deposition is having no regional scale impacts on crops, soils or surface waters in Alberta.

The committee also updated the Environmental Operating Guidelines. These guidelines include information on the legislation, regulations and standards which are environmentally pertinent to the petroleum industry in Alberta. They describe the application procedures, permits and approval requirements an operator must obtain. In addition, they outline specific environmental guidelines for exploration, drilling, conventional production facilities, pipelines, in-situ heavy oil facilities and such development and operational activities as the construction of access roads, waste management and noise.

Collectively, these and literally dozens of associated activities in 1988 continued to underlie the high profile which environment, health and safety command in our industry. ■

FOCUS ON OIL SPILLS: PROSCARAC

Although the oil industry does its best to prevent oil spills, they still occur. When they happen, companies take action at once — first, to contain the spill, thereby preventing further contamination of soil or water; second, to clean up and restore to their original state the areas affected. Responsibility for containment and cleanup rests with the company which has the spill.

Most spills in western Canada can be cleaned up easily. Sometimes, however, specialized equipment is needed. When that happens, the first line of defense is to use the company's own equipment or to call on the resources of the local Environmental Protection Cooperative (these co-ops are explained in more detail later on). However, when this equipment is insufficient, the company can turn to the Prairie Regional Oil Spill Containment and Recovery Advisory Committee (PROSCARAC) for further help.

Formed in the early 1970s, PROSCARAC employs a system of shared equipment and shared expertise to fight spills. PROSCARAC equipment is managed by the Canadian Petroleum Association and owned by the CPA, the Independent Petroleum Association of Canada and the Prairie Petroleum Association — Marketing. Members of these organizations have access to the oil spill equipment without charge. Nonmembers are charged a fee and a percentage of equipment replacement costs.

What's in an OSCAR?

OSCARs are the semi-trailers stuffed with oil spill containment and recovery (hence the name) equipment. They are located strategically around western Canada, so that they can be readily accessible in the most important oil-producing regions. What kind of equipment do they contain? Here's a partial list:

Every OSCAR contains oil deflection booms, skimmers, pumps, hoses and ropes and radio communications devices.

OSCARs in Fort St. John, Fairview, Whitecourt, Niskı, Red Deer, Crossfield, Lethbridge, Saskatoon, Regina and Winnipeg contain additional support equipment. These include work barges, safety boats, a mobile incinerator and an air bubble diverter device.

PROSCARAC provides support service to a system of Environmental Protection Cooperatives. Each of the 32 industry-sponsored cooperatives keeps oil spill control equipment on hand for common use, and uses operating personnel from nearby production facilities and gathering systems to deal with spills in a specific geographic region. One co-op is operational in northeastern British Columbia, 24 in Alberta, six in Saskatchewan and one in Manitoba.

The CPA oil spill equipment is mobilized about 40 times a year. While the equipment is primarily intended to deal with spills, it is also deployed for training exercises: Effective protection against oil spills can only be carried out by highly trained men and women.

In fact, training and research are both important functions of PROSCARAC. Each year, more than 2000 oil industry personnel and contractors are trained in the use of oil spill containment and recovery equipment. PROSCARAC sub-committees have also initiated research and development work on new containment and recovery technologies. This work has resulted in a disc anchor for anchoring equipment on lakes and rivers, a mobile air curtain incinerator and an oil debris settling tank for oily waste disposal. In addition, the education sub-committee issues reports, publications and training guidelines.

The value of PROSCARAC's oil spill equipment is approximately $2 million, and the industry's 32 coops own another $2 million worth of equipment. The yearly budget for the CPA's participation in this program is $400 000. The coops and individual companies spend additional funds on maintenance and training. These investments pay dividends in a cleaner and safer environment. ■

T. D. (Don) Stacy

President
Amoco Canada
Petroleum
Company Ltd.

GENERAL COMMITTEE ON OIL POLICY

A focal point of 1988 activities was to improve the modified prorationing system, minimizing shut-in production and maximizing use of available pipeline space.

In order to assess the need for future oil pipeline expansions, the Crude Oil Committee engaged in a major study. Both Interprovincial and Trans Mountain had proposed significant expansions of their systems. As an initial step in the assessment process, the committee advanced the annual update of the crude oil producibility forecast. Alternatives to the expansion proposals were studied to identify less costly options. After reviewing all factors, the committee concluded that the major expansions are not advisable at this time.

The Enhanced Recovery Committee continued its discussions with the Alberta Department of Energy to improve and streamline the royalty administration and procedures for enhanced oil recovery projects under Section 4.2 of the Petroleum Royalty Regulations. Not all issues have been resolved. The committee also participated in the submission to the federal Minister of Finance requesting scientific research tax treatment for experimental enhanced oil recovery projects.

The Oil Sands and Heavy Oil Committee considered revisions to the Oil Sands Conservation Act; reviewed the merits of a generic tax incentive for in-situ bitumen projects; discussed Alberta Research Council research projects; and was involved in the Cold Lake water use issue. Proposed amendments to the Alberta oil sands tenure legislation were reviewed and resulted in submissions to the Department of Energy. The committee also contributed to the update of the oil producibility forecast. ■

R. Y. (Bob) Pogontcheff

Vice President
Husky Oil Ltd.

GENERAL COMMITTEE ON INDUSTRY OPERATIONS

The diverse committees in this portfolio were active in many areas during 1988; only a representative sampling is given in this report.

The Communication Systems Committee participated in deliberations on proposed changes to the federal selective radio band policy. The frequencies spectrum used for both fixed and mobile radio transmissions has come under increased use which has resulted in serious overcrowding.

The Drilling Committee coordinated efforts among member companies, IPAC and CAODC to design a standardized bid sheet for drilling contracts. The associated rig specifications list will greatly assist contractors and operators in contract negotiations. The committee also provided technical advice to the Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety and was engaged with Alberta Occupational Health and Safety on a variety of issues such as worker safety, fire retardant clothing and sump fencing.

In 1988, the ERCB issued a service rig inspection manual which was prepared by a joint Drilling Committee/service sector/ERCB task force. In addition, a subcommittee began working with the board on a suspended well policy.

The Geophysical Committee prompted a joint industry/government task force to investigate pressing geophysical concerns of both industry and its regulators. Representatives on six working committees are charged with setting up guidelines and recommending practices acceptable to both industry and government. The final report will be tabled at the annual government/industry geophysical seminar.

The committee was also directly involved with the Alberta Forest Service in the revisions to the exploration regulations, and maintained close liaison with B.C. regulators in Fort St. John.

In cooperation with the Pipeline Right-of-way Committee, the committee designed a pipeline crossing notification form. For safety considerations, the need for advance written notice to the pipeline company when geophysical operators will be crossing pipelines was recognized.

The Mineral Rights Committee successfully negotiated favourable changes to Alberta Energy's oil sands tenure legislation. A great deal of effort involved negotiations on changes to regulations governing oil and gas exploration on Indian lands. Excessively high royalty demands and the confidentiality aspects of data continue to be points of contention.

COGLA guidelines and procedures for the issuance of rights in Newfoundland offshore were modified as a result of representations by the committee. Committee input was also reflected in the agreement in principle on native land claims in the Northwest Territories.

The Insurance Committee was involved in the joint IPAC/CPA proposal for a cooperative insurance pool. The feasibility study conducted to determine if a cooperative pool would significantly reduce insurance costs to companies resulted in most CPA member companies withdrawing from the scheme, however. The committee reacted negatively to a proposed Petroleum Services Association of Canada standardized service agreement; it was unacceptable due to the limits it placed on contractor liability.

The Surface Rights and Land Use Committee hosted a joint industry/land association hearing before the Acton Commission inquiring into a new Surface Rights Acquisition and Compensation Act for Saskatchewan. The committee contributed to a CPA/IPAC position paper on surface rights and co-sponsored a surface rights seminar in Drumheller. At this forum, the concerns of both industry and the agricultural community were addressed in a cordial atmosphere. ■

D. G. (Doug) Stoneman

Senior Vice President
Shell Canada Limited

GENERAL COMMITTEE ON PUBLIC AFFAIRS

During 1988 we continued our focus on national issues. Early in the year a special task force on free trade took a strong pro-free trade stance. This enabled us to support that position consistently and authoritatively throughout the year, including during a federal election campaign which was largely fought upon that issue. The association also made a major contribution to the federal government's review of energy policy through the Energy Options task force.

For nearly a decade, public attitude surveys have helped us find solutions rather than address problems by alerting the association to public concerns. Last year these surveys lent strong support to our view that environmental protection and preservation are critical industrial issues. Our responses – which really began early in the 1980s – helped keep the industry at the forefront of environmentally responsible industries in Canada.

Last year, the CPA deferred its national advertising campaign, although the association has retained the experience and much of the benefit gained from the first years of the program. As in years past, the association provided speakers to a wide variety of audiences to further understanding of the industry and of industry issues. And we again served as the authoritative source of comment on many issues to Canadian media.

Strong participation in the association's twelfth National Journalism Awards Program indicates that that program continues to be a success. **The CPA Review** grew in circulation and respect among Canada's opinion leaders, and the association's annual report continued to be a standard reference for the petroleum industry. In addition, the association prepared a number of popular publications for distribution to the general public; of particular significance were pamphlets on the association's Environmental Code of Practice and on frontier exploration and development.

The second staging of the Share the Earth Triathlon, which this association sponsors with CBC-Calgary, was again a highlight of Environment Week, and continues to be a visible symbol of industry commitment to the environment.

In addition, the association arranged to make the online CPASTATS database available on CD-ROM format. This development, which will be completed by early summer of 1989, will keep the CPA in the technological forefront of petroleum industry information distribution. ■

R. B. (Dick) Stokes

President and CEO
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

PIPELINE DIVISION

The deregulation of oil and natural gas supplies has changed some of the operational aspects of the pipeline industry. Additionally, the tight capacity situation has created major challenges. Because of changing markets plus the different mix of oil and the larger volumes of gas being shipped pipeline companies proposed several expansion and new projects during the year.

To reinforce a commitment to safety, the division sponsored the second CPA Pipeline Conference and presented the Pipeline Safety and Performance Awards. The division was also an active participant in the upstream petroleum industry task force on safety.

As in previous years, the division published its Oil Pipeline Performance Review. Key observations indicate that the length of line in service, total delivery and traffic volumes were all up from the prior nine year average. Although repair and clean-up costs were higher, the number of incidents reported was well below the average for the same period.

The division supported a number of submissions to the National Energy Board in 1988. Of particular importance, it participated in an industry committee which submitted position papers to the National Energy Board in response to proposed regulatory changes pertaining to safety, operations and welding procedures. The division also worked with the Canadian Standards Association to develop and implement standards revisions, and assisted in setting up a permanent welding qualification facility in Edmonton.

The NEB released its onshore pipeline regulations and its third-party crossing regulations, to which the division provided considerable comment. At year end, the division was working closely with other CPA committees on the NEB's draft offshore pipeline regulations. The division also enjoyed a continual exchange of information with the NEB on current applications, proposed cost recovery regulation and improvements to the regulatory process.

In Alberta, the division helped to develop a standard notification and consent form for geophysical activity over and around pipelines; reviewed proposed amendments to APEGGA Act; developed a list of training requirements for pipeline operators; and monitored the development and issuance of the ERCB noise directive and Alberta Environment's application requirements for regulated pipelines.

In keeping with growing concern about public awareness and the environment, the division examined the need for the development of a public awareness program, and endorsed a proposal to set up a committee with a mandate to deal with pipeline-related environmental issues. ■

J. G. (John) Vandermeer

Vice President
Unocal Canada
Limited

BRITISH COLUMBIA DIVISION

It was a year of growing optimism in British Columbia. This was reflected in government land sales: more rights bought at higher prices. Drilling activity rose 39 per cent. Several promising discoveries added to British Columbia's oil and gas reserves. And settlement of the *force majeure* situation on the Northwest Pipeline system will allow B.C. producers to aggressively pursue the promising U.S. market.

The province introduced a simplified royalty system for natural gas in mid year and has embarked on a program to streamline its administrative practices, a process that is heartily supported by the industry. The Ministry's senior personnel underwent major changes during the year.

The province's privatization program progressed with the sale of both the Gas Division of B.C. Hydro on the Lower Mainland and the Victoria Gas Division and the selection of a producer group to succeed the B.C. Petroleum Corporation.

Natural gas service to Vancouver Island moved closer to reality with the selection of Pacific Coast Energy Corporation to construct the line with financial support from the provincial and federal governments. The B.C. Utilities Commission is now assessing project economics.

The government considered and rejected the establishment of a Petroleum Resources Board similar in function to the Alberta Energy Resources Conservation Board. This decision was supported by producers; the relatively smaller British Columbia industry is considered to be well served by the existing structure within the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources.

While both province and producers have been affected by low and volatile oil prices and uncertain gas markets, the outlook for the future is more promising than it has been for some time. Supportive government policies and more favourable gas markets will provide impetus for greater activity. ■

D. Z. (Dzintra) Ziemelis

Manager — Operations, Eastern Region
Gulf Canada Resources Limited

SASKATCHEWAN DIVISION

Historically, Saskatchewan has had the highest royalty rates in North America. Although Saskatchewan royalty formulas are price sensitive and provide some relief during times of depressed prices, producer margins are not adequate to sustain investment in the long term. During the course of the year, the division focused its efforts on promoting understanding by government of the impact of Saskatchewan's fiscal policies and the need for royalty reforms.

In conjunction with the Economics Committee, the division completed detailed generic fiscal models for all production areas in the province, and presented the results to Saskatchewan officials. During the course of those presentations, we achieved a mutual understanding of the modelling process and are now positioned to quickly evaluate changes in fiscal policy and their impact upon the industry. We are now ready to take the next step — to use the models to demonstrate the need for royalty reform. The division expects to submit its recommendations by the fall of 1989.

In a continuing effort to restrain oilfield operating costs, the division once again met with officials of SaskPower to confirm their commitment to bringing oil industry electric rates in line with those of other large industrial customers. Our discussions proved successful and the industry will be exempt from rate increases during 1989.

Environment and safety received increased focus during 1988. The division met with officials from the Department of Environment in November to discuss the association's Environmental Code of Practice. Department officials were receptive to the document and agreed to review it to determine if it was consistent with Saskatchewan's requirements.

In addition, the division and representatives from the five oil industry associations involved in Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety met with the Minister of Labour, Occupational Health and Safety, Saskatchewan Energy and Mines and several MLAs to discuss the framework and intent of the recommendations for action.

The division also participated in a crude oil prorationing task force, a joint government/industry task force on natural gas allowables and a joint industry/government discussion of provincial tax assessment methods and procedures. ■

G. C. (Gary) Bruce

General Manager,
New Developments
Petro-Canada Inc.

FRONTIER DIVISION

Industry drilling activity in the frontier regions remained at low levels in 1988, reflecting the business environment. In spite of this, the industry reached significant milestones towards the development and production of frontier petroleum resources.

In May 1988, industry representatives, senior representatives of federal, territorial and provincial governments and agencies and representatives of public interest groups gathered at a division-sponsored conference in Fairmont, British Columbia, to discuss how to manage the transition from exploration to production in the frontiers. Speakers from the United Kingdom and the United States shared their experience and expertise in managing this transition with the Canadian engineers, scientists and senior managers who will lead the Canadian efforts.

In July, the federal and Newfoundland governments signed a "Statement of Principles" with the Hibernia consortium to allow the development of this offshore oil field to proceed. The Terra Nova partners are proceeding with pre-engineering studies to consider development options. And the Husky/Bow Valley partnership were encouraged by the results of drilling in the Whiterose field, noting reserves could be sufficient to support development.

In the north, Gulf completed its drilling program on the Amauligak structure and prepared to evaluate the results before proposing commercial development. And Esso, Shell and Gulf filed gas export applications with the National Energy Board to cover sales of their established Mackenzie Delta reserves.

Activity on the west coast remained dormant with the federal and provincial governments apparently still deadlocked on terms leading to a Pacific Accord.

The regulatory/legislative agenda of governments was a busy one, however. Both at the federal and regional levels, government initiatives required considerable effort on the part of Frontier Division committees and task forces.

In the north, determined government efforts finally achieved "Agreements in Principle" with both territorial governments for a Northern Accord and with native organizations in both territories on land claims settlements. The division is making concerted efforts to ensure that governments and native organizations are aware of the need for those elements in the regulatory processes and policies which would best encourage and facilitate exploration and development in the north.

Amendments to the federal Oil and Gas Production and Conservation Act were proposed in early 1988. The division formed a special multi-disciplinary task force to review the proposed amendments and to suggest additional improvements to the Act.

In conjunction with governments and under the stewardship of the Canadian Standards Association, the task of developing necessary standards to back up the regulations continued.

In Nova Scotia, where only one offshore well was drilled during the year, the industry incurred a setback when a fishing industry/environmental alliance was successful in having governments impose a moratorium on exploration on Georges Bank. The CPA remains concerned with the process followed in addressing the environmental and socio-economic issues surrounding this decision.

In the health and safety fields, division committees reviewed amendments to the Occupational Safety and Health Regulations of Canada and Newfoundland and to the accompanying guidelines. In addition, a study of egress from helicopters was undertaken in cooperation with COGLA and the aviation industry. On the east coast, the division made important submissions to regulatory authorities on cargo handling by standby vessels, on safety audit programs and on offshore training guidelines.

Environmental issues continued to occupy a great deal of committee time. This included matters related to the Northern Inland Water Act, drilling fluid lubricants, offshore waste disposal, restructuring of the Federal Environmental Assessment Review Office, a new management board for the Environmental Studies Research Fund and land use planning initiatives in the Northwest Territories.

Other major areas of involvement included development application guidelines, significant discovery areas determination, interpretation of regulations and guidelines for land issuance, and frontier royalty regimes.

As the federal government continues to move towards a regional regulatory regime and as regulations governing frontier oil and gas activities move toward finalization, we believe division resources and staff will continue to be challenged. With development at Hibernia and other frontier locations, a major offshore oil and gas industry will be created in Canada. As this occurs, the division must make sure the evolving regulatory and policy environment meets the industry's needs and fosters development. ■

Honours and Awards

HONOURARY LIFE MEMBERSHIPS

J.E. (Ted) Baugh
Former Senior Vice President and Director, Petrofina Canada Inc.; Former Chairman and CEO, Canada/Newfoundland Offshore Petroleum Board

W.A. (Bill) Gatenby
Former President and CEO, Texaco Canada Resources Ltd.

MERIT AWARDS

G.A. (Greg) Bourque
Esso Petroleum Canada

A.S. (Stephen) Brink
PanCanadian Petroleum Limited

J.K. (Karl) Conway
Suncor Inc.

J. (Jan) DeJong
Husky Oil Ltd.

E.G. (Gordon) Dittmer
Petro-Canada Inc.

R.G. (Gordon) Hedge
Gulf Canada Resources Limited

M. (Mark) Lesky
NOVA Corporation of Alberta

M. (Mike) Lochli
PanCanadian Petroleum Limited

R.A.(Bob) MacKay
Petro-Canada Inc.

J.D. (Jim) McLean
Shell Canada Limited

D.A. (Doug) Mead
Shell Canada Limited

T.W. (Tom) Mulholland
Esso Resources Canada Limited

E. (Ernest) Neufeld
Texaco Canada Resources Ltd.

B. (Bruce) Rankin
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

E.S. (Ted) Spearing
Chevron Canada Resources

J.L. (Jim) Evans
Petro-Canada Inc.

R.H. (Bob) Mackie
PanCanadian Petroleum Limited

W.R. (Bob) Morris
Esso Resources Canada Limited

N.L. (Norm) Tozer
Alberta Natural Gas Company Ltd.

NATIONAL JOURNALISM AWARDS

Print Competition

Best entry, Daily Newspapers:
Adam Mayers, *The Toronto Star*

Best entry, Business, Financial or Trade Publication:
Ian Doig, *Doig's Digest*

Best entry, Community Newspaper:
Belle Hatfield, Yarmouth, N.S. *Vanguard*

Best column, editorial or opinion:
Frank Dabbs, *The Financial Post*

Best entry, Corporate Publication:
Victor Paddy, *The Imperial Oil Review*

Broadcast Competition

Best radio documentary (smaller market):
VOCM St. John's
Gerry Phalen, Producer/Director

Environmental Competition

Award of merit: Television documentary (smaller market):
CBKT Regina
Art Jones, Producer/Director

Award of Merit: Feature article:
Bob Hogarth, *Drillsite* magazine

PIPELINE SAFETY AWARDS

Best Performance — Personal Injuries:
Texaco Canada Resources Ltd.
Esso Petroleum Canada
Interprovincial Pipe Line Limited

Best Performance — Vehicle Accidents:
Norcen Energy Resources Limited
Dome Petroleum Limited
Mobil Oil Canada, Ltd., as operator of Rainbow Pipe Line Company Ltd. and South Saskatchewan Pipeline Company

Best Performance — Operational Incidents:
Westcoast Petroleum Ltd.
Home Oil Company Limited
Dome Petroleum Limited

Accident Free (No personal injuries, no vehicle accidents, and no operational incidents):
Gulf Canada Resources Limited
Westcoast Petroleum Ltd.

CPA OPERATIONS

Member companies of the Canadian Petroleum Association have been exploring for and developing Canada's oil and natural gas resources since the industry's earliest days in western Canada. Association roots go back to 1927 when the Alberta Oil Operators' Association was formed. As the industry grew and its activities broadened, so did those of the association. In 1952 the organization reached the basic structure it uses today and adopted its current name. The industry and the association continue to grow as Canada's frontiers are explored and as unconventional resources like Alberta's oil sands are developed.

The active membership of CPA comprises companies engaged in oil and natural gas exploration, production and pipelining. These companies range in size from large to medium to small, and from Canadian to multinational. They produce approximately 90 per cent of Canada's oil and 70 per cent of the nation's gas. They also account for more than 70 per cent of the upstream sector's capital expenditures.

A Board of Governors comprised of high-ranking officers of member companies directs CPA affairs and develops its policies. Policies unique to British Columbia, Saskatchewan, pipelines and the frontiers are addressed by specific divisions, each of which has its own board of directors.

Work which is general to the industry is carried on by 50 standing committees, which form the backbone of the association. These committees address literally hundreds of issues in any given year and provide a focal point for member companies to address matters that affect the industry as a whole. Members include accountants, economists, drillers, engineers, environmentalists, geophysicists, lawyers and many other professionals. Together they bring a wide range of skills and experience to issues and technical matters which affect industry operations.

The association provides important and useful technical information which is used by CPA members and by other groups in Canada. The association also helps meet the demand for information about the Canadian petroleum industry. The association recently released the 34th edition of the **Statistical Handbook**, which has in one place thousands of industry statistics compiled by the statistics group. The Handbook is the major source for petroleum statistics in Canada and is the basis for the CPA's electronic database CPASTATS.

Every year the CPA Reserves Committee releases its report on Canadian oil and gas reserves. This report is widely respected and used by governments, regulators, industry and the media. Other committees provide statistical data on drilling, expenditures, and other important industry information. Also, information is always available from the standing committees as they carry out their day to day activities.

To supplement its statistical and policy activities, the association has developed an industry cash flow computer model which evaluates the impact of fiscal changes on the industry. When completed, this model will enable the association to react quickly and definitively to proposed policy changes, federal or provincial. Another economic model has been developed to profile industry activity in Saskatchewan, and others for Alberta and British Columbia are in the planning stages.

The many CPA committees and task forces provide the necessary information for policy formulation. These committees, the Board of Governors and other authoritative spokesmen communicate CPA policy recommendations to governments, regulators, other associations and the public. The association thus provides a focal point for its member companies to develop consensus on industry issues. It also serves as a conduit, providing an industry perspective on petroleum-related issues to governments and the public.

In 1988 industry views were articulated by several CPA task forces. Association task forces, which deal with matters which will have a major impact on the industry, did extensive work in the areas of free trade, industrial safety and environmental legislation.

The presentation of industry positions through the association is a powerful, effective and cost-saving tool for member companies. Natural Gas Policy Committee representations at regulatory hearings, especially toll hearings, result in savings in the order of millions of dollars for the industry. The complexity of issues and the need for continuity make it next to impossible for individual companies to appear at the many lengthy regulatory proceedings, so this industry function is to a large extent carried out by the CPA.

The Crude Oil Committee also represents the industry at toll and facilities hearings held for such pipelines as Interprovincial and Trans Mountain. Work by the Economics Committee on fiscal policy and royalties provides corporate views to governments and a forum for employees to discuss and digest complex principles. All of these items affect the operations of industry, and result in direct and indirect savings for member companies. These committees therefore contribute to the profitability of member companies.

The association's environmental committees were especially active dur-

OFFICES & STAFF

Head Office
3800, 150 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alta. T2P 3Y7
(403) 269-6721
(403) 261-4622 — Fax

Ian Smyth, President
Hans Maciej, Vice-President
Dan Macnamara, Vice-President

Douglas Bruchet, Director, Health, Safety & Environment
James Swiss, Senior Coordinator, Health, Safety & Environment

Norm Elliott, Director, Public Affairs
Peter McKenzie-Brown, Senior Advisor, Public Affairs
Christine Wignall, Public Affairs Representative

Cal Buchanan, Manager, Natural Gas
Gordon Steeves, Manager, Industry Operations
Peter Fournier, Manager, Regulatory Affa

ing 1988 with proposed federal and provincial legislation. The cost of conforming to legislation runs into the hundreds of millions of dollars each year, so it is important that only necessary legislation be implemented.

Finally, all of the association's views and policies are communicated to the public and governments through the association's public affairs functions. The public affairs department prepares speeches for industry spokesmen to deliver around the country. The association also hosts news conferences and provides source comment and technical data for the media; its views are subsequently reflected in hundreds of television, radio and print interviews each year. In addition, the association sponsors several industry conferences and provides speakers to address conferences worldwide.

The **CPA Review** continues to be the association's principle publication. The Frontier Division publishes the **Eastern Offshore News** to cover industry activities in the Atlantic, and the **Arctic Petroleum Review** to deal with issues and developments affecting the far north. The **CPA Monitor** outlines current industry issues, noting in particular the association's involvement and position.

In summary, through its committees, employees and six offices in Canada, the CPA presents the views of its membership on innumerable issues, ranging from small to significant. These issues include such matters as royalties and other fiscal matters, regulatory considerations, environmental and safety concerns. This effective communication results in savings for members of hundreds of millions of dollars and helps ensure that sound policies are implemented for the years ahead. ■

BOARD OF GOVERNORS

G. H. Agnew
Texaco Canada Resources

D. Baldwin
Esso Resources Canada Limited

E. G. Battle
Norcen Energy Resources Limited

R. L. Pierce
NOVA Corporation of Alberta

R. Y. Pogontcheff
Husky Oil Ltd.

D. E. Powell
Home Oil Company Limited

B. B. Rombough
PanCanadian Petroleum Limited

R. C. Siegfried
ICG Resources Ltd.

R. I. Smith
Placer CEGO Petroleum

I. R. Smyth†
Canadian Petroleum Association

T. Don Stacy
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

R. B. Stokes†‡
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

G. C. Bruce†‡
Petro-Canada Inc.

C. W. Dumett, Jr.
Unocal Canada Limited

D. R. Fenton
Alberta Natural Gas Company Ltd.

L. B. Gordon†
Pembina Resources Limited

W. H. Hopper
Petro-Canada Inc.

A. Janisch
Quintana Exploration Canada Ltd.

I. J. Koop
BP Canada Inc.

R. W. Laidlaw
Gibson Petroleum Company Limited

J. J. O'Connor
Mobil Oil Canada

D. B. Macnamara†
Canadian Petroleum Association

G. J. Maier
TransCanada PipeLines Limited

R. H. Matzke
Chevron Canada Resources

J. A. McKee
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

R. C. McReynolds
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.

S. K. McWalter
Gulf Canada Resources Limited

M. E. J. Phelps
Westcoast Energy Inc.

J. M. Pierce
Ranger Oil Limited

D. G. Stoneman
Shell Canada Limited

J. G. Vandermeer†‡
Unocal Canada Limited

R. H. Writz
Suncor Inc.

D. Z. Ziemelis†‡
Gulf Canada Resources Limited

† *Designates member, CPA Finance Committee*
‡ *Designates Division Chairman*

Mike Rataski, Director, Economics
Court Mackid, Staff Economist
Stephen Rodrigues, Statistician
Helena Kalivoda, Fiscal Analyst

Barry Virtue, Director, Divisional Services
Ian Scott, Senior Coordinator, Pipeline Division

Lee Beuckhout, Director, Planning, Finance & Administration
Laura White, Office Manager

Ottawa Office
Suite 1312, 50 O'Connor Street, Ottawa, Ont. K1P 6L2
(613) 237-5515 / (613) 563-9734 — Fax
William Turner, Director
Ron Claplin, Government Affairs Officer
Margaret Proulx, Executive Assistant

Saskatchewan Division
Suite 1151, 2103 - 11th Avenue
Regina, Sask. S4P 3Z8
(306) 757-3527 / (306) 757-6506 — Fax
Bill Whelan, Manager, Saskatchewan Division
Leonard Brooks, Public Affairs Officer

B.C. Division
600, 200 Granville Street, Vancouver, B.C. V6C 1S4
(604) 685-4121 / (604) 685-3447 — Fax
John Ludgate, Manager, B.C. Division

Newfoundland Office
Suite 800, 140 Water Street, St. John's, Nfld. A1C 6H6
(709) 726-7270 / (709) 726-0232 — Fax
Pat Jackson, Administrative Assistant

Nova Scotia Office
#802, 1809 Barrington Street, Halifax, N.S. B3J 3K8
(902) 421-1159 / (902) 425-4790 — Fax
Laurie Taylor, Manager, Eastcoast Region

MEMBERSHIP

Producers

Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
Anadarko Petroleum of Canada Ltd.
BHP Petroleum (Canada) Inc.
BP Canada Inc.
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Chevron Canada Resources
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Conoco Canada Limited
Coseka Resources Limited
Esso Resources Canada Limited
Forest Oil Corporation
Gibson Petroleum Company Ltd.
Gulf Canada Resources Limited
Home Oil Company Limited
Husky Oil Ltd.
ICG Resources Ltd.
Mobil Oil Canada
Murphy Oil Company Ltd.
Norcen Energy Resources Limited
Pan-Alberta Gas Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Pembina Corporation
Petro-Canada Inc.
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Company Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources, Ltd.
Placer CEGO Petroleum
Placid Oil Company
Quintana Exploration Canada Limited
R. Adair Oil Management
Ranger Oil Limited
Shell Canada Limited
Standard Oil Production Company
Suncor Inc.
Syncrude Canada Ltd.
Tennessee Gas Transmission Company
Texaco Canada Resources Ltd.
Total Petroleum Canada Ltd.
Unocal Canada Limited
Westcoast Energy Inc.

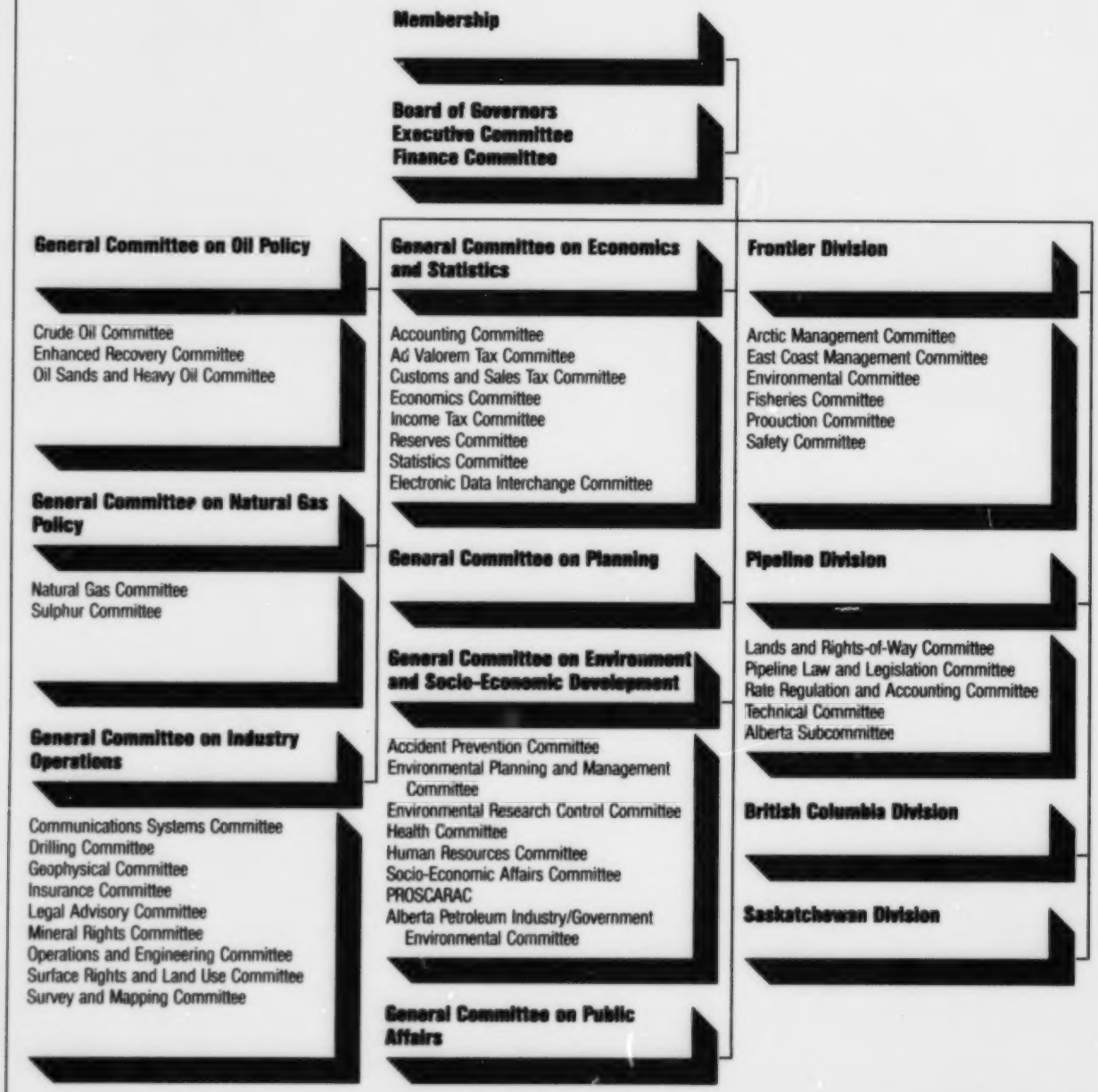
Pipelines

AEC Pipelines
Alberta Natural Gas Company Ltd.
Canadian Western Natural Gas Company Limited
ENRON Canada Ltd.
Esso Petroleum Canada
Interprovincial Pipe Line Company
Northwestern Utilities Limited
NOVA Corporation of Alberta
Peace Pipe Line Ltd.
ProGas Limited
Rainbow Pipe Line Company Ltd.
South Saskatchewan Pipe Line Company
Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
TransCanada PipeLines Limited
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
Trans-Northern Pipelines Inc.

Associates

A.G.T. Mobile Communications
Algoma Steel Corporation, Limited
Arthur Andersen & Company
BMP Energy Systems Ltd.
Ballem, McDill, MacInnes & Eden
Bank of Montreal
Barclays Bank of Canada
Bell, Felesky, Flynn
Black & Company
Burnet, Duckworth & Palmer
Canadian General Electric Company Limited
Canadian Imperial Bank of Commerce
The City of Calgary
Clarkson Gordon
Clarkson, Tetrault
Collins Barrow
Complete Land Services Ltd.
Coopers & Lybrand
Datel Communications Ltd.
Deloitte, Haskins & Sells
Dowell Schlumberger Canada Inc.
Eastman Christensen Canada Limited
Fenerty, Robertson, Fraser & Hatch
Foster Research
Geophysical Service Incorporated
Halliburton Services Limited
Lawson, Tundell, Lawson & McIntosh
MacKimmie Matthews
Macleod Dixon
Marsh & McLennan Ltd.
McDaniel & Associates Consultants Ltd.
The McElhanney Group Ltd.
Motorola Limited
Newfoundland Telephone Co. Ltd.
Nickle Map Service Ltd.
Nortech Surveys (Canada) Inc.
Pallister Resource Management Ltd.
Parlee McLaws
Peat Marwick
Petty-Ray Geophysical Canada
Price Waterhouse
Prudential Steel Ltd.
Pulsearch Consolidated Technology Ltd.
Reed Stenhouse Limited
The Royal Bank of Canada
Schlumberger of Canada
ScotiaMcLeod Inc.
Smith, Lyons, Torrance, Stevenson & Mayer
Stephen Johnson
Stewart, Weir & Co.
TELECOM CANADA
Telesat Canada
Thorne Ernst & Whinney
Thorsteinsson & Company
The Toronto-Dominion Bank
Touche, Ross & Company
TransAlta Utilities Corporation
The University of Calgary
Western Geophysical Company of Canada Ltd.
Westpoint Safety Services Inc.
Ziff Energy Group

COMMITTEE STRUCTURE



Association Pétrolière du Canada

Rapport Annuel

1988

L'*Association pétrolière du Canada*

L'Association pétrolière du Canada représente les moyennes et grandes sociétés pétrolières et gazières dont les exploitations canadiennes sont reliées à l'exploration, la production et aux pipelines. Ses membres comptent parmi les principaux employeurs de l'industrie, et son personnel amalgamé comprend la plupart des employés des secteurs d'amont.

En 1988 les sociétés membres de l'APC ont engagé plus des trois-quarts des dépenses globales effectuées au Canada par l'industrie pétrolière d'amont. Elles ont aussi produit environ 80 pour cent du pétrole et 70 pour cent du gaz naturel au Canada. Presque toute cette production a été acheminée jusqu'aux marchés par voie de pipelines appartenant aux sociétés membres de l'APC.

L'Association analyse des politiques pour le compte de ses membres et aide l'industrie à trouver des solutions aux questions problèmatiques. L'APC informe le public canadien au sujet des importants dossiers énergétiques et prépare au nom de l'industrie des soumissions analytiques et techniques pour les gouvernements et ses organismes. Elle recueille et dissémine également pour ses membres des informations en matière de politique, d'économie et d'exploitation. De plus, en collaboration avec les gouvernements, organismes de règlementation et autres, ainsi qu'avec les associations de l'industrie, l'APC commande des recherches et appuie l'adoption de normes applicables à l'industrie pétrolière. ■

TABLE DES MATIÈRES

Rapport du président du conseil	1
Rapport du vice-président du conseil	2
Rapport du président	3
Coup d'oeil sur l'industrie	4
1988 Rétrospective	9
Préparons-nous en vue du prochain siècle	11
Comité général du gaz naturel	12
Comité général de l'économie et des statistiques	13
Comité général de l'environnement et de la croissance socio-économique	14
Maîtrise des déversements de pétrole : PROSCARAC	15
Comité général sur la politique pétrolière	16
Comité général sur les activités de l'industrie	16
Comité général sur les relations publiques	17
Division des pipelines	17
Division de la Colombie-Britannique	18
Division de la Saskatchewan	18
Division des régions pionnières	19
Distinctions honorifiques et prix	20
Activités de l'APC	21
Bureaux et employés de l'APC	22
Conseil d'administration	22
Membres	23
Structure des comités	24

Rapport du président du conseil

W. H. (Bill) Hopper

PDG
Petro-Canada Inc.

En 1988, l'industrie pétrolière du Canada a relevé le défi de se restructurer en fonction du nouveau milieu des affaires et de prospérer, malgré le changement de conjoncture. Nous avons, je crois, réalisé des progrès en ce sens, mais le défi demeure entier. Le rendement du capital investi est inférieur aux taux acceptables et doit augmenter pour assurer la vitalité à long terme de ce secteur primordial de l'économie. Accroissement de la productivité et rentabilité : voilà les éléments stratégiques de cet objectif.

La faiblesse et l'instabilité du prix du pétrole brut se sont maintenues, au détriment de la croissance. Malgré cette situation, notre industrie continue de rechercher des perspectives d'approvisionnement à long terme par le biais de projets tels que Hibernia, Amauligak et celui des sables pétrolifères de l'Alberta, et, bien sûr, en procédant à l'exploration et à la mise en valeur du bassin de l'Ouest du Canada.

Compte tenu de l'éventuelle hausse des coûts d'exploration et de production, alliée à l'instabilité et l'incertitude des prix, nous devons poser des choix difficiles. Il faut accorder la plus haute priorité à la rentabilisation maximale de notre exploitation. Des progrès significatifs ont été réalisés à cet égard, notamment par voie de restructuration interne, de fusions et d'acquisitions. Ces démarches conjuguées ont produit des organismes plus vigoureux et efficaces. Cette rationalisation aux multiples manifestations a amélioré la capacité qu'a notre industrie de réagir à une conjoncture en perpétuelle évolution.

Les principes suivants se dégagent: nos exploitations doivent faire davantage appel à l'innovation, l'évolution de la technique doit se poursuivre et le service à la clientèle doit demeurer l'une de nos principales priorités. Cela comprend évidemment la recherche de marchés nouveaux et élargis pour que nous puissions atteindre une production optimale.

Notre industrie des services dispose d'un matériel et de services par trop abondants, alors que les contrats de travail sont peu nombreux. En dépit d'une restructuration pénible, d'autres mesures de rationalisation s'avèrent inévitables.

Il me fait plaisir d'annoncer qu'un véritable progrès a été marqué dans le dossier des politiques. Nous avons collaboré au cours de l'année avec les trois provinces productrices de l'Ouest et réussi à améliorer le processus de réglementation et le régime fiscal. Les initiatives prises par la Colombie-Britannique comprennent un régime simplifié de redevances applicables au gaz naturel, ainsi qu'un rôle nouveau pour la BCPC. C'est par une augmentation des activités de forage que l'industrie réagissait aux révisions de la politique gazière de la Saskatchewan.

Bien que l'Alberta ait quelque peu modifié son régime de redevances applicables au gaz naturel, nous avons été déçus du fait que ces changements n'aient pas produit d'importantes réformes. Ce régime s'avère inutilement complexe et coûteux pour tous les intéressés. Nous poursuivons nos efforts afin de réformer en profondeur la structure de ce régime de redevances.

Au niveau fédéral, nous avons fortement appuyé l'Accord de libre-échange. Notre association croit que cet accord améliorera énormément nos rapports commerciaux bien établis avec notre plus importante clientèle, tout en raffermissant la confiance de part et d'autre.

L'APC a pris l'initiative de nombreux autres dossiers importants. Notre Code de conduite environnemental est une innovation marquée, puisqu'il contribue à établir une norme environnementale unique et de calibre élevé, que doit respecter notre industrie. Ce code traduit bien l'engagement que nous avons pris à l'égard de l'environnement et crée un lien entre notre industrie et les gouvernements, les groupes écologistes, notre clientèle et les autres industries. La réglementation extérieure de nos activités pourrait s'en trouver réduite d'autant.

Il est possible que l'une de nos activités les plus bénéfiques au cours de l'année 1988 ait été l'examen des pratiques et procédures de sécurité à l'échelle de l'industrie pétrolière. En collaboration avec les autres associations du secteur d'amont, l'APC a décidé de s'engager dans une lutte à finir contre la mortalité et les blessures accidentelles affligeant le secteur d'amont. Cette activité a monopolisé les capacités et le temps d'environ 80 cadres expérimentés de l'industrie pendant plus d'un an : ces dirigeants se sont penchés sur l'incidence, la cause et les conséquences des décès et blessures accidentels se produisant dans notre industrie.

Ce travail de fond s'est avéré nécessaire pour que l'on puisse formuler d'utiles recommandations afin d'améliorer les usages sécuritaires. L'industrie a accordé ses encouragements et donné son plein appui au groupe d'étude dans l'exercice de son mandat.

Déposé au début de l'année 1989, le rapport et ses recommandations auront une influence importante, positive et durable sur l'industrie.

Bien que la conjoncture de 1988 n'ait suscité aucune réalisation économique remarquable, notre industrie a toutefois réussi à augmenter sa productivité de façon marquée, ainsi que son niveau d'efficacité et de flexibilité. ■

Rapport du vice-président du conseil

B. B. (Bart) Rombough

PDG
PanCanadian Petroleums Limited

L'année qui vient sera sans doute caractérisée par d'autres changements imprévus du genre de ceux qui ont transformé les années 1980 en la plus turbulente et chaotique décennie de toute l'histoire de notre industrie.

Depuis plusieurs années, le gouvernement et l'industrie pétrolière ont réussi à créer un nouveau climat propice à la résolution de leurs problèmes communs. Compte tenu de la conjoncture favorable, nous pouvons tenter, de façon raisonnable et responsable, d'éliminer les complexités, incertitudes et applications inégales des régimes fiscaux et de redevances. Abstraction faite d'événements imprévus, je me propose, à titre de président, de procéder à des améliorations dans ces dossiers, tout en adoptant une attitude coopérative et responsable en matière d'action environnementale.

L'Association représentera les producteurs à titre d'intervenant lors d'audiences tenues pour obtenir l'approbation réglementaire de quelques importantes expansions des réseaux de pipelines. Ces propositions sont susceptibles de déboucher sur des activités de construction comparables à celles d'un méga- projet, et elles manifestent notre confiance inébranlable quant à l'avenir de notre industrie : nous y consacrerons toute notre attention. L'axiome selon lequel une société détermine ses institutions, puis est à son tour déterminée par celles-ci s'applique aux moyens d'accéder aux marchés : les pipelines déterminent le rapport entre les producteurs et leur clientèle d'une façon inaccessible aux autres moyens de transport. Les pipelines déterminent le marché à desservir et les volumes disponibles, puis réduisent ou éliminent les autres options du marché. La protection et l'expansion de nos marchés afin d'appuyer notre production constitue une importante priorité qui ne cède le pas qu'à l'excellence des choix posés initialement.

Le bon rapport fonctionnel reliant l'industrie et le gouvernement fédéral me laisse croire que ce dernier veillera aux intérêts de notre industrie dans le cadre de sa réforme de la taxe de vente.

Aux fins de la stabilité et de la prévisibilité, l'industrie exige des politiques universelles favorisant les projets de récupération assistée du pétrole. De tels projets ont fait au cours des dernières années l'objet de négociations distinctes entre leurs responsables et les gouvernements. En toute équité, la décision d'entreprendre tels projets doit être déterminée par le marché au sein d'un cadre politique harmonisé. Bien que la structure actuelle du prix du pétrole puisse être un facteur négatif, un ensemble de politiques universelles permettra aux exploitants d'évaluer en permanence la rentabilité économique des éventuels projets.

L'adoption de politiques universelles constituerait un pas important vers l'actualisation de la politique énergétique que recommandait le groupe de travail sur la Confluence énergétique. Notre Association continuera d'appuyer les recommandations visant à relier la politique énergétique aux données économiques de base.

L'Association continuera aussi de collaborer avec les gouvernements pour régler la plupart des dernières questions nationales encore en suspens touchant la déréglementation du gaz naturel. Nous tenterons également de surmonter les obstacles posés par la réglementation des exportations canadiennes vers les États-Unis. Bien qu'à mon avis l'Accord de libre-échange soit l'une des grandes réalisations politiques du siècle, certains obstacles non-tarifaires s'opposent toujours au commerce du gaz naturel. Ce domaine exigera encore un considérable déploiement d'énergie.

Les régions pionnières sont aussi en pleine effervescence. Au cours des quelques dernières années, certains progrès ont été marqués et ces régions sont en voie de devenir d'importants centres de production; l'annonce faite l'an dernier relativement au gisement Hibernia a accentué cet élan. A mesure qu'approche le début de la production dans les régions pionnières, de nombreux dossiers doivent être abordés en matière de législation et de réglementation.

En premier lieu, nous devons tenter de maintenir une réglementation constante dans les régions pionnières à mesure que l'autorité et les pouvoirs seront dévolus aux commissions régionales.

Deuxièmement, le gouvernement fédéral procède à la refonte de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz. Puisque cette loi modifiée constituera le cadre de la réglementation de la production pendant les prochaines années, nous devons collaborer étroitement avec les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux à mesure que ces derniers élaborent des lois nouvelles se chevauchant parfois.

L'industrie doit aussi faire sa part pour assurer le bon fonctionnement de toute nouvelle réglementation au Nord. Caractéristique unique de la conjoncture créée par l'Accord du Nord et du règlement des revendications territoriales, les organisations autochtones détiendront le pouvoir d'influer sur les mises en valeur. Assistera-t-on à des revendications quelconques? L'avenir le dira en 1989!

Côté environnement, l'industrie devra surveiller de très près les révisions apportées par l'Alberta à sa législation sur l'air pur et l'eau pure. Il s'agit sans doute de la plus importante modification apportée à la législation environnementale de cette province depuis la promulgation de la Loi albertaine de l'environnement; les exploitations de l'industrie seront généralement affectées.

Autre facteur important, cette réglementation sera élaborée aux termes de la Loi canadienne de la protection de l'environnement. Voilà une autre situation aux conséquences ramifiées, et l'APC doit collaborer entièrement avec le gouvernement fédéral pour éviter tout dérangement.

L'année qui vient pose enfin un autre défi de taille, soit la mise en oeuvre des recommandations proposées par le groupe de travail sur la sécurité de l'industrie pétrolière d'amont. L'industrie a pris l'engagement de veiller à la sécurité de ses exploitations, et le groupe de travail nous a soumis un plan exceptionnel pour nous aider à rester vigilants.

Je suis confiant que nous saurons aborder tous ces défis avec efficacité au cours de l'année stimulante que voici! ■

Rapport du président

I. R. (Ian) Smyth

Président
Association pétrolière du Canada

Depuis nombre d'années, l'APC s'intéresse activement aux dossiers de l'environnement, de la santé et de la sécurité au travail. En 1988, ces questions ont cependant acquis un profil plus important que jamais, et retenu l'attention de la collectivité, des gouvernements et des partis politiques. Conséquemment, la sécurité et l'environnement ont constitué pour l'industrie des points d'intérêt rivalisant avec les dossiers réglementaires, économiques et techniques, lesquels dominaient depuis fort longtemps.

Compte tenu des incertitudes auxquelles se bute notre industrie, en plus des pressions de rentabilité qui depuis quelques années exacerbent la nécessité d'être à la fois économes et efficaces, nos sociétés membres auraient pu mettre de côté cette nouvelle brochette de dossiers et de problèmes jusqu'à l'amélioration de la conjoncture. Tel n'a cependant pas été le cas, et cette attitude en dit long sur le style et l'excellente feuille de route de l'Association.

La position adoptée par l'APC, comme principal porte-parole de l'industrie, repose sur l'emphase qu'accordent son conseil d'administration, ses comités et son personnel à l'excellence de la planification, ainsi qu'au caractère réfléchi et opportun de l'analyse et de la disponibilité des ressources, pour assurer l'efficacité des programmes. Au cours des années 1980, ces éléments ont caractérisé notre approche et notre attitude à l'égard des dossiers économiques et techniques; plus récemment, ils ont aussi sous-tendu notre gestion du dossier social.

Malgré l'évolution rapide de la conjoncture, l'APC s'est donc retrouvée extrêmement bien placée pour participer aux questions du jour en perpétuel changement. Facteur important lui aussi, l'Association était prête à défendre les intérêts de ses membres en regard d'une kyrielle de nouvelles initiatives gourvernementales.

Le présent rapport annuel explique en détail quelles ont été les activités de l'Association au cours de l'année 1988 : ses réalisations sont fort éloquentes! Rappelons-nous que ces réalisations reposent souvent sur la prévoyance et la planification des années passées.

La chute du prix du pétrole a entraîné un réexamen d'un certain nombre de projets de mise en valeur de gisements de pétrole lourd. Quoique la production de bitume et de pétrole lourd ait presque triplé depuis 1977, la faiblesse des prix a ralenti les activités relatives aux nouvelles mises en valeur; la production de bitume se stabilisera jusqu'à ce que ces projets redémarrent.

L'exploration des régions pionnières se poursuivra en 1989 sur une échelle réduite. On prévoit forer quatre puits en mer de Beaufort, et quatre autres dans la zone du Grand Banc, au large de Terre-Neuve. Jusqu'à présent, aucun plan de forage n'a été annoncé pour le plateau gazier Scotian.

Le gouvernement fédéral signait à l'automne quatre accords de principe ayant d'importantes répercussions à long terme pour l'exploration du Nord. Le premier document est un règlement de revendications territoriales qui cède des terrains et accorde aux organismes Dene et Métis des T.N.-O. des pouvoirs de gestion sur les ressources renouvelables. Un document semblable était subséquemment paraphé avec les autochtones du Yukon.

Les deux autres accords établissent le cadre de l'Accord du Nord conclu entre le Canada et les gouvernements du Yukon et des T.N.-O. Ces accords prévoient des transferts, en plusieurs phases, des responsabilités législatives et de gestion aux gouvernements des territoires quant aux ressources gazières et pétrolières sises sur leur territoire; ils prévoient aussi que les revenus pétroliers provenant des zones terrestres seront à l'usage des territoires. Ces accords prévoient aussi un engagement en vue de partager à l'avenir la responsabilité législative reliée à la réglementation et à la gestion des ressources gazières et pétrolières extracôtières du Nord.

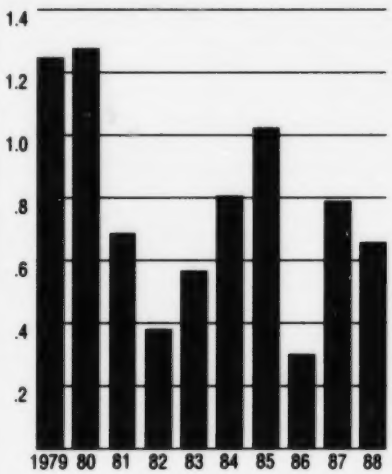
La réussite des ventes de gaz naturel à l'exportation commence à taxer la capacité disponible. De nombreux projets d'expansion des réseaux de pipelines ont été annoncés, et feront en 1989 l'objet d'un examen de la part de l'industrie et des agences de réglementation. Jusqu'à ce qu'une capacité supplémentaire d'écoulement pipelinier devienne disponible, la croissance des exportations de gaz naturel aux États-Unis sera inférieure à celle de 1988. ■

Coup d'oeil sur l'industrie

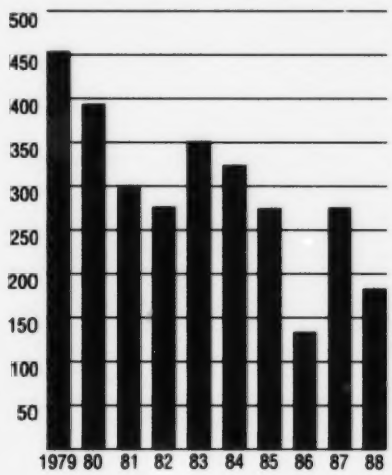
Un sentiment d'optimisme gagnait l'industrie au début de l'année 1988, alors que les prévisions budgétaires des sociétés reposaient en grande mesure sur l'attente d'un prix de 17-18 $ US par baril de pétrole (West Texas Intermediate). Les plans de dépenses en capital et pour l'exploration prévoyaient des engagements totaux de quelque 7,6 milliards de dollars, soit 25 pour cent de plus que la somme de 6,1 milliards de dollars investie en 1987. Ces dépenses prévues s'appliquent aux plans de forage pour quelque 9 000 puits.

Ventes de terrains gouvernementaux

(Milliards de dollars)



(Prix moyen par hectare en dollars)



La baisse des primes et du prix par hectare traduit la sombre perspective pour le prix mondial du pétrole.

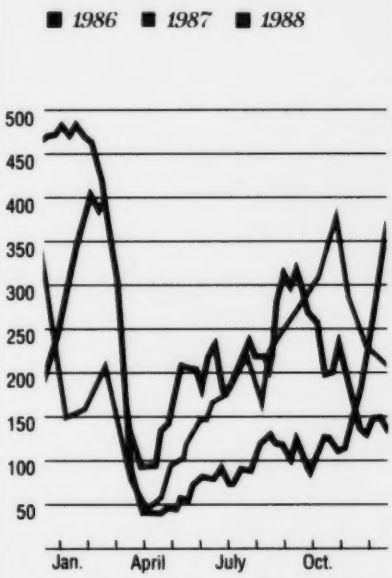
Les activités sur le terrain ont vigoureusement démarré, mais lorsque les prix ont commencé à chuter sans espoir de revirement, les programmes de dépenses des sociétés ont été interrompus en fin d'année. Les répercussions de l'affaiblissement du prix du pétrole ont été exacerbées par la remontée du dollar canadien vis-à-vis le dollar américain : puisque le prix mondial du pétrole est calculé en devises américaines, la valeur relativement supérieure du dollar canadien a provoqué un manque à gagner pour l'industrie d'environ 1 milliard de dollars en revenus bruts pour la vente du pétrole et pour l'exportation du gaz naturel et de ses sous-produits.

Les programmes de dépenses des sociétés comportent à présent d'importants volets discrétionnaires : selon l'évolution des prix et des marchés, cette flexibilité nouvelle peut produire de fréquents ajustements aux plans de forage et de mise en valeur selon l'encaisse disponible, comme l'a démontré le bilan de 1988. L'encaisse est donc devenue l'élément le plus important pour l'actualisation des plans commerciaux de l'industrie.

Cette tendance s'est reflétée quant aux ventes de terrains gouvernementaux. Dans la première moitié de l'année 1988, les paiements de primes dépassaient ceux accordés de période équivalente de l'année précédente. On assistait ensuite à la chute des paiements de primes et des prix par hectare; résultat, une diminution globale des primes s'élevant à 134 millions de dollars pour l'année.

En dépit de l'irrégularité des activités, les statistiques finales pour l'année 1988 laissent entrevoir une année respectable pour le secteur d'amont. La production de pétrole brut et de produits équivalents affichait une hausse d'environ 5 pour cent, et s'établissait à environ 278 000 mètres cubes (175 000 barils) par jour. La production de gaz naturel, stimulée par une hausse des ventes à l'exportation de 37 pour cent et une augmentation de la demande nationale de 11 pour cent, remontait par une marge de 18 pour cent pour s'établir à environ 95 milliards de mètres cubes (3,4 trilliards de pieds cubes) pour l'année entière. Cependant, à cause d'une diminution ultérieure du prix du gaz naturel, l'accroissement du volume des ventes de gaz ne s'est pas transformé en revenus supplémentaires, alors que l'encaisse totale de l'industrie baissait de 25 à 30 pour cent.

Activités de forage



Les activités de forage ont connu d'importantes fluctuations et ont chuté précipitamment au cours de la deuxième moitié, alors que les plans de forage étaient modifiés en fonction de la diminution du prix du pétrole.

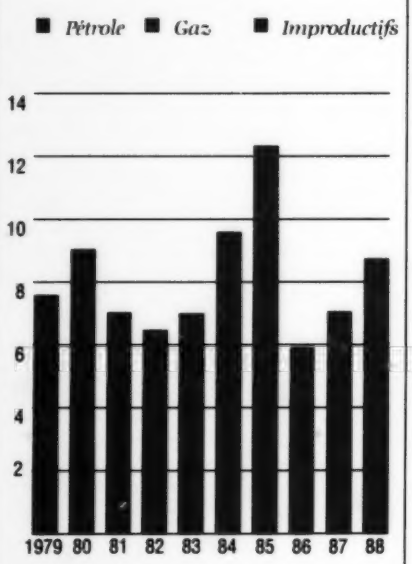
Lorsque le bilan aura été calculé, les dépenses de l'industrie au poste des investissements pourraient atteindre les 7,2 milliards de dollars, soit une augmentation de 18 pour cent par rapport à 1987. Le nombre de forages achevés s'élevait à 8 886, soit 25,6 pour cent de plus qu'en 1987.

Les activités de forage ont connu une courbe en dents-de-loup. Mises à part les variations saisonnières normales (soit une crête d'activités en février-mars), les recrudescences et les chutes d'activités de forage ont été influencées par les programmes gouvernementaux d'encouragement. Le nombre de forages actifs s'établissait à 407 vers la fin février, et chutait à 94 en avril, alors que de vastes régions deviennent inaccessibles à cause de la débâcle printanière, et que la loi limite les déplacements de matériel lourd.

Coup d'oeil sur l'industrie

Forages achevés au Canada

(x 1000)

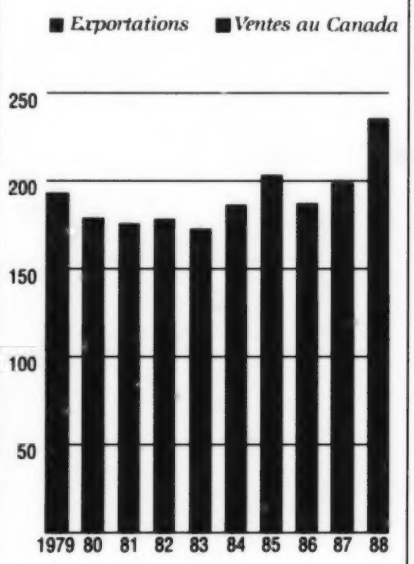


Quoique les activités de forage aient été très irrégulières en 1988, leur niveau moyen pour l'année entière est le quatrième en importance de l'histoire.

Cette variation imprévisible des activités de forage a suscité pour les entrepreneurs des difficultés de main-d'oeuvre. Telles difficultés ont également affecté les secteurs géophysique et géologique, dont les activités sur le terrain ont également été sporadiques. Compte tenu de cette conjoncture, il s'est avéré difficile de retenir les services d'employés qualifiés sur le terrain. Bien que ce secteur ait pu jusqu'à présent conserver sa capacité technique, de nombreux travailleurs expérimentés prennent leur retraite, alors qu'un nombre insuffisant de jeunes diplômés prennent la relève. Ainsi, un certain nombre de bourses en géophysique n'ont pas été attribuées en 1988 à cause d'une carence de candidats qualifiés. On assiste parallèlement à une baisse du nombre d'étudiants inscrits en géologie.

Ventes de gaz naturel

(En millions de mètres cubes par jour)



La libéralisation des politiques d'exportation a incité les producteurs canadiens de gaz naturel à rechercher activement les marchés américains directement accessibles.

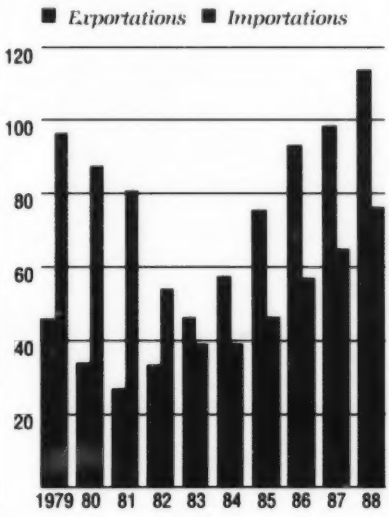
Côté politique, la réélection d'un gouvernement fédéral progressiste-conservateur orienté vers le commerce a été bien accueillie par l'industrie pétrolière et gazière. Cette réélection a été suivie de la ratification par le Canada de l'Accord de libre-échange, que l'industrie appuie fortement. Environ 40 pour cent des revenus du secteur canadien d'amont provient des ventes à l'exportation (presque entièrement aux États-Unis). Une garantie à l'effet que ce marché ne sera pas entravé à l'avenir par une intervention gouvernementale d'un côté de la frontière ou de l'autre renforcera la confiance des investisseurs et améliorera les rapports entre vendeurs et acheteurs.

La réussite marquée de la nouvelle entente de l'OPEP a également été bien accueillie. Un échec aurait eu de fâcheuses conséquences. L'industrie est prête à patienter, puisque seul l'avenir nous dira si cette entente sera durable, et si l'objectif visé, soit 18 $ US le baril, peut être atteint.

Malgré tout, en dépit de la conjoncture favorable de fin d'année, il est probablement que l'année 1989 connaîtra un ralentissement. L'industrie a trop dépensé en 1988, parce qu'elle désirait entre autre profiter des programmes gouvernementaux d'encouragement dont la valeur diminuait de façon significative en fin d'année. La situation se rétablira en 1989 à moins qu'une amélioration marquée des prix ne se produise. Des dépenses d'investissement d'environ 6 milliards de dollars sont prévues, et le nombre de forages diminuera sans doute à quelque 6 000 puits.

Importations et exportations de pétrole brut

(En milliers de mètres cubes par jour)



Le Canada est demeuré un exportateur net de pétrole.

L'encaisse deviendra en 1989 le plus important facteur qui déterminera le niveau des dépenses et des activités de l'industrie. La valeur du dollar canadien continuera d'être une préoccupation, tout comme la récente flambée des taux d'intérêt. Les marchés financiers étaient en perte de vitesse cette année, et aucune amélioration n'est prévue en 1989. En 1988, l'industrie pétrolière ne parvenait à obtenir que 1,1 milliard de dollars en avoirs et dettes, soit 65 pour cent de moins que la somme de 3,1 milliards de dollars obtenue en 1987.

La restructuration s'est poursuivie par voie de fusions, d'acquisitions et de ventes de biens. Quoique l'ensemble de ces activités aient impliqué des petits producteurs et des sociétés de taille moyenne, la prise de contrôle par Amoco de Dome Petroleum (une transaction de 5,5 milliards de dollars) marque le plus important transfert d'actifs. La transaction Dome a fait disparaître une importante "résistance d'associé" et elle aura une répercussion favorable sur l'industrie.

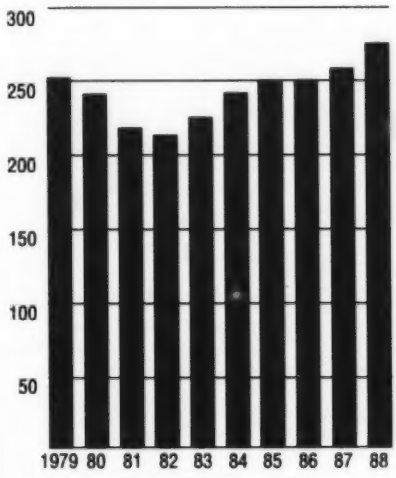
Depuis lors, Texaco Canada a été vendue à l'Impériale; les acquisitions importantes devraient par la suite cesser pendant un certain temps. Les activités reprendront probablement au niveau des petites et moyennes entreprises.

On annonçait, vers la fin de l'été et à l'automne, que les gouvernements et des consortiums de l'industrie avaient conclu des ententes relativement à plusieurs méga-projets en voie de négociation. Leur sort sera connu au cours de la première moitié de 1989.

Une entente irrévocable de 5,2 milliards de dollars pour la mise en valeur du gisement Hibernia, au large des côtes de Terre-Neuve, doit être finalisée au 31 mars. On s'attend à ce que la production de ce champ pétrolifère atteigne en moyenne 17 500 mètres cubes (110 000 barils) par jour; l'exploitation sera assurée par des plate-formes de forage et par des puits marins. En vertu d'un accord d'exploitation conjointe conclu entre Husky et les gouvernements, une raffinerie de pétrole brut lourd d'une capacité de 7 300 mètres cubes (46 000 barils) par jour sera construite à Lloydminster; les travaux d'ingénierie ont par ailleurs débuté. Un accord de principe conclu en septembre prévoit

Production totale

(En milliers de mètres cubes par jour)



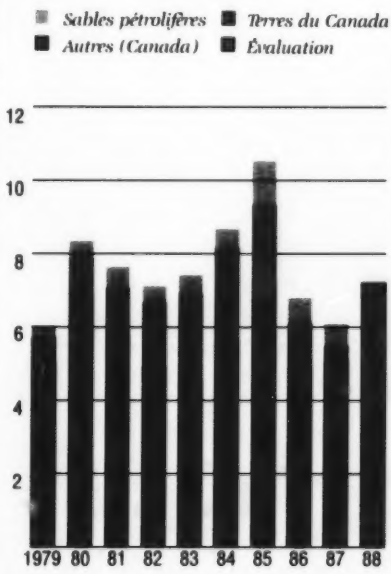
La production de pétrole a été occasionnellement limitée par la capacité des oléoducs.

l'aménagement d'une installation intégrée d'extraction de sables pétrolifères; le projet OSLO, d'une valeur de 4,1 milliards de dollars, doit être finalisé par voie d'un accord définitif au 30 mai 1989. La capacité initiale de ce projet sera 12 250 mètres cubes (77 000 barils) par jour de pétrole synthétique, et pourrait augmenter par la suite.

Coup d'oeil sur l'industrie

Dépenses d'exploration et de mise en valeur

(Milliards de dollars)

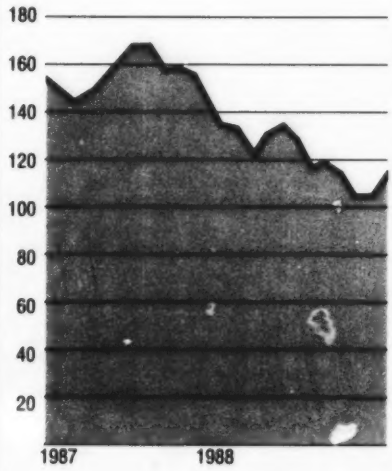


Les dépenses d'exploration et de mise en valeur ont augmenté malgré la baisse des prix.

La chute du prix du pétrole a entraîné un réexamen d'un certain nombre de projets de mise en valeur de gisements de pétrole lourd. Quoique la production de bitume et de pétrole lourd ait presque triplé depuis 1977, la faiblesse des prix a ralenti les activités relatives aux nouvelles mises en valeur; la production de bitume se stabilisera jusqu'à ce que ces projets redémarrent.

Prix du pétrole brut à Edmonton

(En dollars par mètre cube)



Les revenus des producteurs ont accusé une baisse significative en raison de la diminution du prix mondial du pétrole et de la montée du dollar canadien.

L'exploration des régions pionnières se poursuivra en 1989 sur une échelle réduite. On prévoit forer quatre puits en mer de Beaufort, et quatre autres dans la zone du Grand Banc, au large de Terre-Neuve. Jusqu'à présent, aucun plan de forage n'a été annoncé pour le plateau gazier Scotian.

Le gouvernement fédéral signait à l'automne quatre accords de principe ayant d'importantes répercussions à long terme pour l'exploration du Nord. Le premier document est un règlement de revendications territoriales qui cède des terrains et accorde aux organismes Dene et Métis des T.N.-O. des pouvoirs de gestion sur les ressources renouvelables. Un document semblable était subséquemment paraphé avec les autochtones du Yukon.

Les deux autres accords établissent le cadre de l'Accord du Nord conclu entre le Canada et les gouvernements du Yukon et des T.N.-O. Ces accords prévoient des transferts, en plusieurs phases, des responsabilités législatives et de gestion aux gouvernements des territoires quant aux ressources gazières et pétrolières sises sur leur territoire; ils prévoient aussi que les revenus pétroliers provenant des zones terrestres seront à l'usage des territoires. Ces accords prévoient aussi un engagement en vue de partager à l'avenir la responsabilité législative reliée à la réglementation et à la gestion des ressources gazières et pétrolières extracôtières du Nord.

La réussite des ventes de gaz naturel à l'exportation commence à taxer la capacité disponible. De nombreux projets d'expansion des réseaux de pipelines ont été annoncés, et feront en 1989 l'objet d'un examen de la part de l'industrie et des agences de réglementation. Jusqu'à ce qu'une capacité supplémentaire d'écoulement pipelinier devienne disponible, la croissance des exportations de gaz naturel aux États-Unis sera inférieure à celle de 1988. ■

1988 — Rétrospective

Janvier

■ L'industrie évalue les répercussions qu'aura sur le prix du pétrole l'absence de décision par la 82e conférence de l'OPEP.

Février

■ Le gouvernement fédéral et celui de la Saskatchewan conviennent de fusionner et de privatiser leurs sociétés respectives de production d'uranium.

■ Une réunion du Comité de contrôle des prix de l'OPEP laisse entrevoir une hausse du prix du pétrole.

Mars

■ Le gouvernement albertain approuve l'expansion proposée par Shell Canada de son chantier des sables pétrolifères de Peace River. Ce projet, d'une valeur de 570 millions de dollars, a pour objet d'accroître quotidiennement la production de bitume par une marge de 6 400 mètres cubes (40 000 barils).

■ La Colombie-Britannique publie un document d'étude qui propose la création de deux nouveaux offices pour les secteurs minier et pétrolier. Prenant modèle sur l'Office albertain de conservation des ressources énergétiques, ces deux offices auraient la responsabilité de la réglementation technique, des systèmes de données géologiques et de la gestion quotidienne des ressources au sein d'un cadre de politiques fixé par le gouvernement.

■ Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources rend public une étude laissant entrevoir que le bassin de l'Ouest du Canada pourrait receler des gisements nouveaux de 570 millions de mètres cubes (3,6 milliards de barils) de pétrole léger et moyen.

Avril

■ La Saskatchewan annonce un certain nombre de nouvelles mesures fiscales s'ajoutant à la réforme fiscale du gouvernement fédéral. Ces changements comprennent une diminution du taux d'imposition des sociétés, une légère diminution des redevances grâce à un crédit sur les ressources de cette province et une surtaxe sur les capitaux des sociétés.

■ Alléguant certaines préoccupations d'ordre environnemental, le gouvernement fédéral décrète un moratoire interdisant le forage dans la zone du banc Georges, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, au moins jusqu'à l'an 2000.

■ L'Alberta et Suncor rendent public un accord sur les modalités fiscales selon lesquelles Suncor entamera un projet de production de pétrole lourd d'une valeur de 470 millions de dollars au lac Burnt. La production doit atteindre 2 000 mètres cubes (12 500 barils) par jour en 1990.

■ L'accroissement des manoeuvres militaires dans le golfe de Hormuz fait plafonner le prix du pétrole brut sur le marché à terme de New-York (NYMEX) à son plus haut point en 1988, soit 18,60 $ U.S. par baril.

Mai

■ Le gouvernement fédéral dévoile le Programme canadien d'encouragement à l'exploration, lequel fournit des stimulants valant 30 pour cent des dépenses recevables encourues par les sociétés approuvées qui appuient financièrement l'exploration minière, pétrolière ou gazière en émettent des actions accréditives, et ce, à concurrence de 10 millions de dollars par société par année.

■ Shell annonce son projet préféré de mise en valeur du champ gazier Caroline. En vertu de cette proposition, de 1,1 à 1,4 million de mètres cubes (de 40 à 50 millions pieds cubes) de gaz naturel acide serait traité à l'usine Strachan de la société Gulf; de 2 à 2,5 millions de mètres cubes par jour seraient traités à l'usine Ram River de la société Canterra; enfin, 5,2 millions de mètres cubes par jour seraient traités dans une nouvelle usine construite dans cette région, et dont l'ouverture est prévue en 1991.

1988 — Rétrospective

Juin

■ La Colombie-Britannique annonce qu'un régime simplifié de redevances applicables au gaz naturel prendra effet le 1er juin. En vertu du nouveau régime, un taux de 15 pour cent est prélevé en fonction du prix de vente. Si les prix à la tête de puits dépassent les 50 dollars par 1 000 mètres cubes, ce taux augmente.

Juillet

■ Mobil et ses partenaires parviennent à une entente de principe avec les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve pour mettre en valeur le champ pétrolier Hibernia, d'une valeur de 8,5 milliards de dollars. Lorsque la production maximale aura été atteinte en 1996, ce projet aura une importance de 17 500 mètres cubes (110 000 barils) de pétrole par jour.

Août

■ Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources rend public le rapport du Comité consultatif de la Confluence énergétique. Il s'agit de la première évaluation complète de la politique énergétique du pays depuis les travaux de la Commission Borden en 1957; ce rapport recommande une série d'approches commerciales à la politique énergétique.

Septembre

■ Les gouvernements du Canada, de l'Alberta et de la Saskatchewan ratifient un accord irrévocable avec Husky pour assurer le financement, la construction et l'exploitation d'une raffinerie de pétrole lourd de 1,3 milliard de dollars près de Lloydminster, à proximité de la frontière Alberta/Saskatchewan. Cette installation aura une capacité de production de 7 300 mètres cubes (46 000 barils) de pétrole brut moyen par jour.

■ Le gouvernement fédéral conclut une entente de principe avec certains groupes autochtones pour résoudre les revendications territoriales des Dene et des Métis de l'ouest des T.N.-O.

■ Le gouvernement fédéral ratifie une entente de principe avec le gouvernement territorial des T.N.-O. quant à l'Accord du Nord. Cette entente ouvre la voie aux négociations relatives à la gestion des ressources gazières et pétrolières par les institutions des territoires.

■ Le gouvernement fédéral et celui de la Colombie-Britannique s'entendent sur les modalités de financement applicables à la construction d'un gazoduc depuis la terre ferme jusqu'à l'île Vancouver.

■ L'Alberta et le gouvernement fédéral paraphent une entente de principe avec les membres du consortium OSLO pour procéder à la mise en valeur d'un projet intégré de 4,1 milliards de dollars pour l'exploitation des sables pétrolifères. Ce projet aura une production de 12 000 mètres cubes (77 000 barils) de pétrole par jour, et débutera en 1996.

■ Amoco Canada termine la prise de contrôle de Dome Petroleum; il s'agit de la plus importante (5,5 milliards de dollars) prise de contrôle d'une société de toute l'histoire du Canada.

■ Le gouvernement fédéral annonce son intention de prolonger son programme d'encouragement à l'exploration (PCEEMV). Le taux des primes d'encouragement devait initialement diminuer à 16 et 2/3 pour cent le 1er octobre; il sera de 25 pour cent jusqu'au 30 juin 1989, alors qu'il sera effectivement réduit à 16 et 2/3 pour cent; le programme doit prendre fin à la date prévue, soit le 31 décembre 1989.

Octobre

■ L'Alberta annonce une série de mesures selon lesquelles il maintiendra un marché actif de l'éthane, grâce auquel les industries pétrolière et pétrochimique auront accès à un approvisionnement suffisant et concurrentiel en éthane, tout en faisant en sorte que les éventuelles mises en valeur de l'éthane demeurent rentables.

■ En réaction à la chute du prix du pétrole, l'Alberta prolonge deux programmes de mesures incitatives. Cette décision allonge de six mois la période d'exonération des redevances, préalablement fixée à trois ans pour les nouveaux puits de pétrole (comprenant ainsi dont les puits forés avant le 1er mai 1989); de plus, le taux actuel de 75 pour cent du programme albertain de crédits fiscaux applicables aux redevances est prolongé jusqu'au 31 décembre 1989.

Novembre

■ Les Progressistes-Conservateurs sont réélus au niveau fédéral avec une majorité parlementaire.

Décembre

■ TransCanada annonce une éventuelle expansion de son réseau de pipelines, soit un investissement de 1,7 milliard de dollars.

■ La législation de mise en œuvre de l'Accord canado-américain de libre-échange reçoit la sanction royale. ■

Préparons-nous en vue du prochain siècle

Depuis quatre décennies, les économistes prévoient que la croissance économique mondiale continuera sa progression. Une telle croissance signifie que se maintiendra aussi la demande pour l'énergie, cet élément essentiel de toute économie en expansion, malgré la hausse constante du rendement énergétique. La croissance de la population mondiale à elle seule entraînera une plus forte demande énergétique à moins de prévoir une baisse généralisée du niveau de vie; une telle perspective irait évidemment à l'encontre de la montée des attentes, qui se manifeste partout au monde.

À l'envers de la médaille, des préoccupations mondiales sont exprimées au sujet de l'environnement, lesquelles ont été plus précisément articulées à mesure que le dossier de la preuve devient généralement compris et retenu. Telle reconnaissance se reflétait dans le rapport de la Commission Brundtland de l'ONU, lequel représente une tentative de rapprocher les impératifs de la croissance économique et ceux de la protection environnementale au sein d'un cadre mondial unique. Il se dégage un consensus croissant au sujet de l'effet de serre et du problème de l'ozone : ces manifestations font ressortir davantage la nécessité d'adopter un système global plus respectueux de l'environnement.

À mesure que le présent siècle tire à sa fin et que les pays du monde évaluent les éventuelles conséquences de ces attentes et besoins contradictoires, comment l'industrie pétrolière — et tout spécialement celle du secteur privé pourra-t-elle se dégager de la volatile problématique à court terme pour orienter sa planification vers un avenir éloigné?

Les possibilités sont multiples, mais la marge de manoeuvre est mince! Bien que l'économie mondiale prenne progressivement un caractère international, l'industrie pétrolière à l'échelle du globe semble prisonnière d'une étroite conjoncture géopolitique qui débouchait en 1986 sur l'effondrement du prix du pétrole, et qui peut déjà laisser présager une autre crise dans les années 1990.

Selon les prévisions actuelles, plus de 75 pour cent du pétrole sur les marchés internationaux proviendra de la région du golfe persique dès le milieu des années 1990. Cette situation peut laisser croire que les pays en question seront en mesure de dicter leur volonté. Selon l'expression de Lord Acton, "le pouvoir tend à corrompre, et le pouvoir absolu corrompt absolument", que penser alors de la concentration du pouvoir économique entre les mains de quelques pays du Moyen-Orient? Comment exerceront-ils leur puissance économique tout en possédant les ressources pétrolières dont le prix de revient est le plus faible au monde? Ces pays retiendront-ils les leçons des deux dernières décennies si turbulentes? La stabilité politique prévaudra-t-elle, entraînant une planification rationnelle à sa suite?

Selon la théorie économique, les ressources au plus faible prix de revient doivent d'abord être utilisées. Cela présuppose un niveau de confiance élevé à l'égard d'un petit nombre de pays fort puissants. Comment la faiblesse soutenue des prix continuera-t-elle d'affecter la courbe de la consommation? Après tout, le fait de brûler un volume croissant d'hydrocarbures suscite de graves problèmes environnementaux et une foule de préoccupations différentes.

Cette faiblesse du prix du pétrole se maintiendra-t-elle, ou bien s'agit-il d'un phénomène à court terme? Le marché peut-il réaliser un équilibre entre l'offre et la demande, ou bien sommes- nous à deux pas de la catastrophe? Sommes-nous vulnérables à la flambée des prix et aux carences d'approvisionnement? Pouvons-nous réagir à ces situations de façon plus efficace qu'auparavant? Compte tenu de cette conjoncture, comment les planificateurs pourront-ils faire le lien énergétique avec le prochain siècle?

Une énorme disparité géographique sépare l'approvisionnement et les marchés énergétiques. La coopération internationale est-elle en mesure de résoudre ce problème et d'assurer la stabilité, y compris les changements et échanges techniques? Des systèmes politiques et économiques disparates peuvent rendre extrêmement difficile toute solution internationale : les institutions existantes peuvent-elles réconcilier ces différences? Sinon, peut-on créer de nouvelles institutions, ou bien s'agit-il de problèmes véritablement insolubles?

Une approche ordonnée à la planification exige que l'on aborde immédiatement toutes ces questions. La conférence mondiale sur l'énergie, tenue à Montréal en septembre, se penchera sur ces dossiers et bien d'autres : le temps presse! Puis, trois mois, après débutera la dernière décennie du siècle. Des décisions et une action vigoureuses sont indispensables pour préparer la voie menant jusqu'au vingt-et-unième siècle! ■

Rapports des comités

L.J. (Irv) Koop

Vice-président principal
BP Canada Inc.

COMITÉ GÉNÉRAL DU GAZ NATUREL

La déréglementation des marchés du gaz naturel a continué d'être le moteur des mises en valeur des gisements de gaz en 1988. Un meilleur accès aux marchés et le caractère concurrentiel du prix du gaz ont résulté en un accroissement de 18 pour cent des niveaux de production de gaz naturel au Canada, par rapport à l'année précédente. Cette hausse a été stimulée par la croissance significative des ventes et exportations au pays.

En raison de la hausse des ventes de gaz naturel, le réseau de TransCanada PipeLines atteignait les limites de sa capacité d'écoulement. Le Comité du gaz naturel a participé activement à deux audiences de l'Office national de l'énergie portant sur l'éventuelle expansion du réseau des gazoducs, pour desservir un marché en pleine expansion. L'ONE donnait subséquemment son approbation à l'établissement de nouvelles installations d'une valeur de quelque 650 millions de dollars. TCPL prévoit des expansions ultérieures en 1990 et 1991 pour desservir de nouveaux marchés; l'ONE étudiera sans doute les demandes afférentes en 1989. Ces expansions, alliées à celles des réseaux de gazoducs des sociétés NOVA, Great Lakes et Union, pourraient entraîner des activités de construction de 3 milliards de dollars au cours de la période 1988-1991.

Le coût et l'envergure de ces expansions des réseaux de gazoducs constituent des préoccupations pour notre Association. Lors des deux audiences de l'ONE tenues en 1988 pour étudier la demande de TCPL, l'Association soulignait que l'ONE ne devrait approuver que des nouvelles installations aux coûts minimes, dont la raison d'être serait justifiée par des besoins démontrés, dans le cadre de contrats appropriés à long terme.

Les tarifs de TCPL ont été examinés lors de deux audiences de l'ONE tenues en 1988; l'Office étudiait alors des questions affectant l'accès au transport. L'Association a soulevé les questions suivantes : les droits de renouvellement des contrats, la création d'une liste d'attente pour les transporteurs voulant un service, l'assignation ou le courtage de la capacité visée par contrat, et les exigences de crédit applicables aux transporteurs.

Les questions relatives à la méthode de réglementation des tarifs et droits de passage ont également été l'objet de la première phase de l'audience sur les droits de TCPL. L'Association a appuyé la poursuite de la méthode de demande d'exécution utilisée par l'ONE; selon elle, l'ONE doit continuer d'interdire à la clientèle de distribution de TCPL d'assurer son propre transport. L'Association soulignait aussi le besoin de protéger l'intégrité des contrats, et d'adopter des mesures incitatives pour appuyer une restructuration ordonnée du marché national canadien.

Le Comité du gaz naturel a aussi participé à de nombreuses activités provinciales de réglementation. En Alberta, l'Association était présente lors de l'audience PUB, laquelle examinait la prestation de services de transport par les distributeurs albertains aux petits clients industriels achetant directement leur gaz naturel auprès des fournisseurs. L'Association s'est penchée sur les dispositions tarifaires proposées : à son avis, ces dernières nuiraient à l'amélioration de l'accès aux services de transport.

L'Association a soumis des preuves et des arguments lors de l'enquête menée par la Commission de l'énergie de l'Ontario sur la sûreté des approvisionnements aux consommateurs ontariens de gaz naturel. L'Association avançait alors l'argument que la CEO doit respecter l'intégrité des contrats, et qu'on devrait obliger les fournisseurs du marché principal de l'Ontario à parapher des contrats garantissant un approvisionnement à long terme. Puisque cette audience avait lieu au moment des pourparlers entrepris entre les distributeurs ontariens et WGML au sujet des contrats d'approvisionnement en gaz naturel pour la période débutant le 1er novembre 1988, les conclusions de la CEO revêtent une importance toute particulière.

Nonobstant la courte durée des contrats recommandée par la CEO, ces pourparlers ont produit des contrats d'une durée plus longue (soit plus de dix ans). Une audience ultérieure de la CEO étudiera la recevabilité de ces nouveaux contrats. Une audience semblable a été annoncée par la Manitoba Public Utilities Commission.

Au cours de l'année, diverses rencontres ont également eu lieu avec les responsables des gazoducs de NOVA. Les discussions ont porté sur la détermination de la priorité d'accès au réseau NOVA et sur la répartition de l'espace pipelinier au cours des périodes pendant lesquelles NOVA fonctionne à capacité maximale.

L'Association faisait connaître sa réaction à un document d'étude de la société NOVA sur cette question en soumettant d'autres propositions subséquemment incorporées au plan final. La discussion portait également sur le besoin et le coût de divers projets d'expansion proposés par NOVA.

L'Association a aussi publié des documents d'étude en matière de déréglementation. Ces documents ont servi de base aux discussions entreprises auprès des gouvernements, autorités de réglementation, transporteurs, responsables de la commercialisation et groupes de consommateurs.

Les modifications apportées à la réglementation américaine et le renforcement des marchés américains pour le gaz naturel canadien exigent que l'on mette davantage l'accent sur le contrôle et les interventions dans le cadre du processus américain de réglementation. L'APC est intervenue auprès de la FERC dans le dossier des tarifs de la Northwest Pipeline, de celui de El Paso Natural Gas, de Pacific Gas Transmission; elle participera en 1989 à une revue du rejet par la FERC de certains éléments de l'accord sur les tarifs de Great Lakes Transmission.

Cette lourde charge de travail reflète l'importance accrue du gaz naturel au sein de l'économie énergétique du Canada, et tout spécialement l'importance accrue que revêt le gaz pour le secteur de production comme source d'un accroissement des activités et des revenus. ■

R. H. (Dick) Matzke

PDG
Chevron Canada Resources

COMITÉ GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE ET DES STATISTIQUES

Les comités chapeauté par le Comité général de l'économie et des statistiques se sont principalement occupés cette année des initiatives gouvernementales en matière de redevances et de fiscalité.

Le Comité de l'impôt sur le revenu s'est surtout penché sur les questions relatives aux éléments techniques de la réforme fiscale découlant des propositions fiscales et douanières de décembre 1987; ce comité a présenté au ministère des Finances plusieurs mémoires techniques portant sur les lois à l'étude et sur les problèmes rattachés à la législation actuelle. Les membres du comité se sont par la suite entretenus directement avec les hauts fonctionnaires du ministère.

Le Comité des douanes et des taxes de vente s'est penché sur l'éventuelle réforme de la taxe de vente et a soumis au ministre des Finances une prise de position à cet effet. Ce document traitait d'éventuelles répercussions sur l'industrie et de divers problèmes reliés au paiement de redevances qui pourraient se présenter, selon les modalités définitives de cette taxe. Le comité procédait aussi à une révision du fort populaire Customs and Sales Tax Manual (Manuel des douanes et taxes de vente).

Le Comité d'économie s'est intéressé à un certain nombre de dossiers en matière de redevances, tout spécialement celui des modifications proposées au régime albertain des redevances applicables au gaz naturel. Les questions relatives à la déduction pour les coûts reliés au gaz doivent toujours faire l'objet de discussions. Le comité a poursuivi ses entretiens avec Énergie, Mines et Ressources et avec les commissions extracôtières relativement aux éventuels régimes de redevances applicables aux Terres du Canada : on s'attend à ce que la réglementation fédérale applicable ces redevances soit définitivement adoptée en 1989.

Le comité a appuyé la Division de la C.-B. dans le cadre de pourparlers débouchant sur d'importantes améliorations au régime des redevances de la C.-B. applicables au gaz naturel. Le comité fournissait un appui semblable à la Division de la Saskatchewan quant à l'élaboration de modèles économiques et fiscaux pour appuyer les pourparlers avec la province au sujet des redevances.

À la suite de l'approbation du comité exécutif, on accélérait la mise au point d'un modèle de l'industrie grâce à l'appui d'un groupe de travail spécial créé sous la direction du Comité d'économie. Ce modèle renforcera énormément la capacité de l'APC d'évaluer les répercussions de changements se produisant dans les milieux fiscaux et d'affaires.

Le Comité de la taxe sur la valeur ajoutée a poursuivi ses pourparlers avec les provinces en matière d'impôts fonciers. De concert avec d'autres industries, les représentations effectuées au sujet des taxes municipales et des procédures d'évaluation des propriétés industrielles ont entraîné la création du groupe de travail albertain sur la taxation des propriétés industrielles, dont le mandat consiste à revoir les méthodes et procédures utilisées. Le comité doit demeurer actif à cet égard.

En 1988, le Comité de la comptabilité a surtout traité des problèmes comptables provenant de la déréglementation de l'industrie du gaz naturel et des modifications apportées en Alberta et en Colombie-Britannique au régime des redevances applicables au gaz naturel. Bien qu'une étroite consultation avec les gouvernements et leurs agences ait pu régler de nombreux dossiers, l'administration du régime des redevances demeure complexe et fort coûteuse pour l'industrie et les ministères. Le comité continuera à rechercher activement une façon de simplifier ce régime.

Le comité parvenait de plus à faire annuler certaines décisions défavorables touchant le crédit d'impôt à l'investissement, et le statut de nouveau ou vieux forage. À l'invitation du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la C.-B., le comité a participé aux délibérations d'un groupe de travail conjoint du gouvernement et de l'industrie ayant le mandat de revoir le système de rapport des redevances.

Le Comité des réserves a publié en août son rapport annuel au sujet des réserves pétrolières et gazières du Canada. Le processus de consultation s'est poursuivi auprès des gouvernements, fournissant ainsi à toutes les parties l'occasion de comparer et d'évaluer les plus récentes données au sujet des réserves du Canada. En 1988, la base de données de l'APC sur les réserves était améliorée pour permettre aux membres du comité de pouvoir recevoir à distance des informations sur plus de 28 000 gisements de gaz et de pétrole.

La 33e édition du **Statistical Handbook** était publiée par l'APC dans les délais prévus. Le Comité des statistiques a effectué la révision et la mise à jour du manuel; de nombreux éléments y ont été incorporés. Le comité a aussi collaboré à la revue des statistiques sur les dépenses annuelles de l'industrie provenant d'une étude conjointe de l'APC, de l'Agence de surveillance des prix du secteur pétrolier et de Statistique Canada.

Le Conseil d'administration convenait en mai de confier à un groupe de travail le mandat d'étudier et de proposer un rôle que pourrait jouer l'APC pour que se produise un échange de données électroniques au sein de l'industrie pétrolière. Ce groupe recommandait par la suite que l'on crée un comité permanent de l'APC sur l'EDE; le nouveau comité fait partie du Comité général de l'économie et des statistiques; il sera le point central de l'industrie pétrolière à cette fin et assurera la coordination de ses activités en la matière à mesure qu'elle procédera à la transmission informatique directe de ses transactions commerciales. ■

S. K. (Keith) McWalter

PDG
Ressources Gulf Canada Limitée

COMITÉ GÉNÉRAL DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA CROISSANCE SOCIO-ÉCONOMIQUE

Les comités de l'APC ont continué de prendre des initiatives afin de promouvoir au sein de l'industrie des niveaux toujours élevés de sécurité, de santé et de protection environnementale. Parallèlement aux autres activités de l'Association, ces initiatives ont renforcé la prise de position suivante : les membres de l'APC continueront d'intégrer la planification environnementale à l'élaboration de leurs projets. Parmi les éléments retenus, notons les réalisations et applications techniques susceptibles de réduire au minimum les répercussions des exploitations sur l'environnement, et sur la sécurité et la santé publiques. L'industrie fournira aux intéressés des renseignements en réponse aux préoccupations exprimés par la collectivité au sujet de ses exploitations.

Les activités déployés dans le secteur de l'environnement et de la croissance économique ont été fort diverses au cours de l'année. En tête de liste viennent celles du groupe de travail sur la sécurité, de l'industrie pétrolière d'amont, la recherche médicale et biophysique effectuée dans le cadre du programme de recherche sur les dépôts acides, ainsi que la révision des normes d'exploitation environnementales.

Les comités ont fait preuve de leadership en se penchant sur des initiatives, en matière de législation et de politiques, rattachées au Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail, à la Loi sur le transport des marchandises dangereuses, à la Loi canadienne de la protection de l'environnement, au comité d'application de la législation albertaine sur l'environnement, et à une évaluation d'un modèle de concentration et de dispersion des gaz de la ERCB.

La Loi canadienne de la protection de l'environnement identifie quelles sont les matières à caractère potentiellement toxique et évalue le niveau de danger. Lorsque la chose est jugée nécessaire, cette loi établit des contrôles pour les divers cycles d'utilisation des composés chimiques, depuis leur importation et leur fabrication, en passant par leur transport et la manutention, jusqu'à l'utilisation prévue et à leur élimination.

Les comités de la santé et de la prévention des accidents ont conjointement formé un groupe de travail pour aider les membres à se conformer au système. Le SIMDUT reconnaît explicitement le droit de l'employé de savoir quels sont les dangers pour la santé ou la sécurité des matières ou produits contrôlés utilisés au travail.

Une documentation sur les programmes de formation des employés au SIMDUT a été mis au point pour aider les sociétés membres à entraîner leur personnel à la sécurité au travail. Les modules de formation résultants sont uniques à trois égards : tout d'abord, ils portent directement sur des types précis d'exploitations de l'industrie — depuis les tours de forage extracôtières jusqu'aux exploitations sur le terrain; deuxièmement, les instructeurs peuvent adapter la formation au lieu de travail; en troisième lieu, ces modules permettent d'effectuer des rapprochements directs avec d'autres programmes de santé et de sécurité, ce qui donne au programme beaucoup de versatilité.

De plus, un sous-comité du SIMDUT a mis au point des étiquettes à caractère général que les sociétés membres peuvent utiliser aux lieux de travail. Ces étiquettes apposées sur les contenants fournissent des renseignements détaillés sur la façon de manipuler des matières dangereuses précises.

L'APC a participé au groupe de travail sur la sécurité, de l'industrie pétrolière d'amont, en collaboration avec quatre autres associations de l'industrie. Le rapport final du groupe de travail contient une série de principes directeurs pour assurer la sécurité des travailleurs, ainsi qu'une liste de pratiques et de problèmes d'actualité jugés contraires à l'adoption de pratiques sécuritaires, et les changements recommandés. On y retrouve également des propositions pour un programme de sécurité élémentaire. Un comité de mise en oeuvre réunissant des dirigeants du gouvernement et de l'industrie a été constitué pour donner suite au rapport.

L'importante participation de l'APC au programme de recherche sur les dépôts acides s'est poursuivie; à l'automne était publié un rapport final de 5,3 millions de dollars, sous forme d'étude de recherche en biophysique. Il s'agit d'une des études les plus complètes en matière de pollution de l'atmosphère : elle conclut que les dépôts acides actuels n'entraînent aucune répercussion régionale en Alberta sur les récoltes, les sols ou les eaux de surface.

Le comité a aussi procédé à la révision des normes d'exploitation environnementales. Ces normes comprennent des renseignements sur les lois, règlements et normes ayant une incidence environnementale pour l'industrie pétrolière de l'Alberta. Elles décrivent les procédures, permis et exigences en matière d'approbations des demandes que doit obtenir tout exploitant. De plus, on y retrouve décrites des normes environnementales précises applicables à l'exploration, au forage, aux installations de forage classiques, aux pipelines, aux installations in situ de production de pétrole lourd et aux activités de mise en valeur et d'exploitation telles que la construction de voies d'accès, ainsi que la gestion des déchets et le bruit.

Prises dans leur ensemble, ces activités et des douzaines d'initiatives secondaires ont continué de sous-tendre l'importance élevée que notre industrie accorde à l'environnement, la santé et la sécurité. ■

MAÎTRISE DES DÉVERSEMENTS DE PÉTROLE : PROSCARAC

Bien que l'industrie pétrolière fasse tout en son possible pour prévenir les déversements de pétrole, ceux-ci peuvent se produire. Lorsque cela arrive, les sociétés impliquées prennent immédiatement une série de mesures visant d'abord à confiner le déversement pour prévenir de la sorte toute contamination ultérieure du sol ou de l'eau, puis à récupérer les déversements et à redonner aux zones affectées leur condition initiale. C'est à la société responsable d'un déversement que reviennent les tâches du confinement et de la récupération.

La plupart des déversements se produisant dans l'Ouest canadien peuvent facilement être rectifiés. Un matériel spécialisé s'avère parfois nécessaire. Lorsque la situation se produit, la première solution consiste à utiliser le matériel de la société ou de faire appel aux ressources de la coopérative locale de protection de l'environnement (ces coops feront l'objet d'une mention ultérieure). Si ce matériel s'avère cependant insuffisant, la société peut faire appel au Comité régional des Prairies du confinement et de la récupération des déversements de pétrole (PROSCARAC).

Constitué au début des années 1970, PROSCARAC utilise un réseau d'expertise et de matériel partagés pour maîtriser les déversements. Le matériel de PROSCARAC est géré par l'Association pétrolière du Canada, et appartient à l'APC, à l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada, et à la Prairie Petroleum Association — Marketing. Les membres de ces organismes ont gratuitement accès au matériel servant à contrôler les déversements de pétrole. Les autres sociétés doivent verser des frais et assumer un pourcentage des coûts de remplacement du matériel.

Qu'est-ce qu'un CERDP?

Les CERDP sont des camions-remorque remplis de matériel de confinement et de récupération de déversements de pétrole (d'où le sigle). Ils sont situés à des endroits stratégiques dans l'Ouest canadien de façon à être facilement accessibles dans les plus importantes régions de la production pétrolière. Quel type de matériel y retrouve-t-on? En voici une liste partielle.

Chaque CERDP contient barrages de confinement, récupérateurs, pompes, tuyaux flexibles, cordages et appareils radio.

On retrouve des CERDP à Fort St-John, Fairview, Whitecourt, Nisku, Red Deer, Crossfield, Lethbridge, Saskatoon, Regina et Winnipeg qui sont munis d'un matériel auxiliaire comprenant des barges de travail, embarcations de sûreté, un incinérateur mobile, ainsi qu'un déviateur à barbotage d'air.

PROSCARAC fournit un service d'appui à un réseau de coopératives de protection de l'environnement. Chacune des 32 coopératives parrainées par l'industrie possède un matériel de contrôle des déversements pour fin d'usage commun, et fait appel aux services d'un personnel provenant des installations de production avoisinantes et des réseaux de collecte pour maîtriser les déversements se produisant dans une région géographique donnée. Une de ces coopératives fonctionne au Nord-Est de la Colombie-Britannique, 24 en Alberta, six en Saskatchewan, et une autre en Saskatchewan.

Le matériel de l'APC réservé aux déversements de pétrole est mobilisé environ 40 fois par année. Bien qu'il soit principalement destiné à maîtriser les déversements, il sert aussi aux manoeuvres d'entraînement : seuls des hommes et des femmes bien formés peuvent efficacement lutter contre les déversements de pétrole.

En réalité, la formation et la recherche sont deux fonctions importantes de PROSCARAC. Chaque année, plus de 2 000 employés et entrepreneurs de l'industrie pétrolière sont formés à l'utilisation du matériel de confinement et de récupération des déversements de pétrole. Les sous-comités de PROSCARAC ont aussi entrepris des projets de recherche et de mise en valeur portant sur les nouvelles techniques de confinement et de récupération. Ces travaux ont produit une ancre à disque servant à ancrer le matériel sur les lacs et rivières, un incinérateur portatif ainsi qu'un bac de décantation pour l'élimination des déchets pétroliers. Le sous-comité de la formation publie également des rapports, des publications et des normes en matière de formation.

La valeur du matériel de contrôle des déversement de pétrole appartenant à PROSCARAC s'élève à environ 2 millions de dollars, et les 32 coopératives de l'industrie possèdent un matériel valant aussi 2 millions de dollars. Le budget annuel de la participation de l'APC s'élève à 400 000 dollars. Les coopératives et les sociétés indépendantes versent des fonds supplémentaires pour l'entretien et la formation : ces investissements rapportent beaucoup, puisque l'environnement est plus propre et plus sûr. ■

T. D. (Don) Stacy

Président
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

COMITÉ GÉNÉRAL SUR LA POLITIQUE PÉTROLIÈRE

Les activités de l'année 1988 ont tenté d'apporter des améliorations ultérieures au système modifié de répartition proportionnelle afin de minimiser la production inutilisée et pour maximiser l'utilisation de l'espace pipelinier.

Le Comité du pétrole brut a entrepris une importante étude pour évaluer le besoin d'élargir éventuellement le réseau des oléoducs. Les sociétés Interprovincial et Trans Mountain avaient proposé de considérablement élargir leurs propres réseaux. Comme première étape du processus d'évaluation, le comité devançait la révision annuelle des prévisions relatives à la production probable de pétrole brut. On étudiait aussi d'autres alternatives aux projets d'élargissement pour trouver des solutions moins coûteuses. Après une revue de tous les facteurs en présence, le comité concluait que les deux importantes expansions prévues ne sont pas souhaitables en ce moment.

Le Comité de la récupération assistée poursuivait ses discussions avec le ministère albertain de l'Énergie pour améliorer et harmoniser les procédures et l'administration des redevances applicables aux projets de récupération assistée du pétrole, en vertu de l'article 4.2, des "Petroleum Royalty Regulations". Certains problèmes demeurent entiers. Le comité a aussi collaboré à la préparation d'une soumission au ministre fédéral des Finances afin que le régime fiscal applicable à la recherche scientifique comprenne aussi les projets expérimentaux de récupération assistée du pétrole.

Le Comité des sables pétrolifères et du pétrole lourd, de son côté, a étudié d'éventuels amendements à la "Oil Sands Conservation Act"; revu l'utilité de stimulants fiscaux à caractère universel pour appuyer les projets de production de bitume in situ; étudié des projets de recherche du "Alberta Research Council"; enfin, le comité a discuté de l'utilisation de l'eau à Cold Lake. ■

R. Y. (Bob) Pogontcheff

Vice-président
Husky Oil Ltd.

COMITÉ GÉNÉRAL SUR LES ACTIVITÉS DE L'INDUSTRIE

Les divers comités de ce secteur ont été fort actifs dans plusieurs domaines en 1988; le présent rapport ne donne qu'un aperçu représentatif de ces activités.

Le Comité des systèmes de communications a participé aux délibérations sur les modifications proposées à la politique fédérale sur la politique de choix des radiofréquences. La gamme des fréquences utilisées pour les transmissions radiophoniques fixes et mobiles fait l'objet d'une utilisation accrue, ce qui a entraîné un embouteillage des ondes.

Le Comité de forage a coordonné les efforts déployés par les sociétés membres, l'ASPIC et la CAODC pour mettre au point un formulaire normalisé servant aux soumissions pour les contrats de forage. Le cahier des charges afférent, applicable aux installations de forage, facilitera beaucoup la tâche des entrepreneurs et exploitants lors des négociations contractuelles. Le comité a également fourni des avis techniques au groupe de travail sur la sécurité, du secteur pétrolier d'amont; il a collaboré avec le ministère albertain de la Santé et de la Sécurité au travail pour ce qui est d'une foule de dossiers tels que la sécurité des travailleurs, les vêtements ignifuges et le palissadement des puisards.

En 1988, la ERCB publiait un manuel de contrôle des installations de forage, rédigé par un groupe de travail conjoint réunissant le Comité de forage, le secteur de l'entretien et la ERCB. De plus, un sous-comité a entrepris une collaboration avec cet organisme pour arrêter une politique sur les puits délaissés.

Le Comité géophysique a pressé un groupe de travail conjoint du gouvernement et de l'industrie à étudier les dossiers géophysiques préoccupant l'industrie et les autorités de réglementation. Des représentants membres de six comités d'étude ont le mandat d'arrêter des normes et de recommander l'usage de pratiques acceptables pour l'industrie et les gouvernements. Le rapport final doit aussi examiner des questions telles que la récupération du bois, et les programmes de trous de tir dans les lacs et cours d'eau; il sera déposé lors de la conférence géophysique annuelle du gouvernement et de l'industrie.

Ce comité a aussi directement collaboré, avec le service forestier de l'Alberta, à la refonte du règlement applicable à l'exploration; le comité entretenait aussi une étroite collaboration avec les autorités de réglementation à Fort St-John.

De concert avec le Comité des terrains et des emprises, le comité mettait au point un formulaire d'avis de croisement de pipeline. Par souci de sécurité, on reconnaît le besoin d'avertir les sociétés de pipelines par écrit lorsque les exploitants géophysiques se proposent de procéder au croisement de pipelines.

Le Comité des droits miniers réussissait à négocier des modifications favorables à la législation des sables pétrolifères. Efforts ont été consacrés dans le cadre des négociations entreprises pour modifier la réglementation applicable à l'exploration gazière et pétrolière sur les terres appartenant aux autochtones. Les exigences excessivement élevées en matière de redevances et la confidentialité des données continuent d'être des dossiers où les discussions achoppent.

Les normes et procédures établies par l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada pour l'émission de droits d'exploitation au large de Terre-Neuve ont été modifiées à la suite des représentations du comité.

Le Comité des assurances a participé à l'élaboration d'une proposition conjointe de l'ASPIC et de l'APC au sujet d'un fonds d'assurance coopératif. Cette étude de faisabilité a été menée pour déterminer si un tel fonds coopératif pourrait réduire de façon significative les frais d'assurances des sociétés; résultat, la plupart des sociétés membres de l'APC ont cependant abandonné cette idée. Le comité a réagi négativement à une entente de service normalisée proposée par la Petroleum Services Association of Canada, entente inacceptable en raison des limites placées sur la responsabilité de l'entrepreneur.

Le Comité des droits de surface et d'utilisation a tenu une audience conjointe pour l'industrie et les associations de propriétaires devant la Commission Acton, qui procédait à une enquête dans le cadre d'une nouvelle législation sur l'acquisition et la compensation des droits de surface en Saskatchewan. Ce comité participait à la rédaction d'un mémoire de l'APC/ASPIC sur les droits de surface, et parrainait un séminaire sur le sujet à Drumheller, en collaboration avec le Institute of Resources Law, de l'Université de Calgary. Les préoccupations de l'industrie et de la collectivité agricole ont été abordées lors de cette rencontre dans une atmosphère très cordiale. ■

D. G. (Doug) Stoneman

Vice-président principal
Shell Canada Limitée

COMITÉ GÉNÉRAL SUR LES RELATIONS PUBLIQUES

Nous avons continué de nous intéresser aux questions nationales. Au début de l'année, un groupe de travail spécial sur le libre-échange se prononçait fortement en faveur de cet accord. Cette déclaration nous permettait d'appuyer une prise de position constante et responsable au cours de l'année, et pendant la campagne électorale fédérale chaudement disputée à propos de ce dossier. L'Association a également beaucoup contribué à l'examen de la politique énergétique entrepris par le gouvernement général par le biais du groupe de travail de la Confluence énergétique.

Depuis presque une décennie, les sondages d'opinion publique nous ont aidé à trouver des solutions, plutôt que de tenter de résoudre les problèmes en sensibilisant l'Association aux préoccupations de la collectivité. L'an dernier, ces sondages ont fortement appuyé notre position : la protection de l'environnement et la conservation sont d'importants dossiers pour l'industrie. Nos réactions – qui débutaient véritablement au début des années 1980 – ont aidé notre industrie à se retrouver parmi les premières industries canadiennes à prendre leurs responsabilités environnementales.

L'APC reportait l'an dernier sa campagne nationale de publicité, quoique l'Association ait profité de l'expérience et de l'élan des premières années du programme. Comme par le passé, l'Association a offert les services de conférenciers à une foule d'auditoires pour expliciter davantage les problèmes auxquels fait face l'industrie, et pour faciliter la compréhension du public à son égard. Nous avons une fois de plus agi comme porte-parole responsable en commentant de nombreux sujets pour les médias canadiens.

Le douzième Concours des prix nationaux de journalisme continue d'être une belle réussite, comme l'indique le nombre toujours élevé de participants au sein des médias. **CPA Review**, la publication mensuelle de l'Association, jouit d'une excellente réputation et d'une forte circulation parmi les meneurs d'opinion canadiens; d'autre part, le Rapport annuel de l'APC continue d'être un document de référence pour l'industrie pétrolière. L'Association a de plus préparé un certain nombre de publications populaires à l'intention de la collectivité. Notons tout spécialement les brochures au sujet du Code de conduite environnemental de l'Association, et de l'exploration et la mise en valeur des régions pionnières.

La deuxième édition du Triathlon "Share the Earth", co- parrainé par l'Association et CBC-Calgary, a de nouveau été le clou de la Semaine de l'environnement, et continue d'être un symbole visible de l'engagement environnemental pris par l'industrie.

De plus, l'Association fait le nécessaire pour rendre disponible en format CD-ROM la base de données interactive CPASTATS. Cette mesure, dont la mise au point définitive est prévue au début de l'été 1989, assurera à l'APC une place de choix pour ce qui est des techniques de distribution de l'information relative à l'industrie pétrolière. ■

R. B. (Dick) Stokes

PDG
Trans Mountain
Pipe Line
Company Ltd.

DIVISION DES PIPELINES

La déréglementation des approvisionnements de pétrole et de gaz naturel a modifié certains aspects de l'exploitation de l'industrie des pipelines. De plus, d'importants défis ont été posés par l'atteinte d'une capacité maximale d'écoulement. En raison de la transformation des marchés, du changement des types de pétrole et de la hausse des volumes de gaz naturel à déplacer, les sociétés de pipelines ont proposé de nombreux projets neufs et d'expansion au cours de l'année.

Afin de renforcer son engagement en matière de sécurité, la division a parrainé la deuxième conférence de l'APC sur les pipelines; les prix et récompenses relatifs au rendement et à la sécurité ont été remis dans le cadre de cette conférence. La division a aussi participé fort activement au groupe de travail sur la sécurité, de l'industrie pétrolière d'amont.

Tout comme par les années passées, la division publiait son examen du rendement des pipelines. Parmi les principales observations, notons l'augmentation, par rapport à la moyenne des neuf années précédentes, du kilométrage des pipelines en service, du total des livraisons et des volumes en circulation. Bien que les coûts de nettoyage et de réparation aient augmenté, le nombre d'incidents rapportés se situait bien en-deçà de la moyenne pour cette période.

La division a préparé en 1988 un certain nombre de soumissions à l'Office national de l'énergie. Fait important à noter, la division a participé aux travaux d'un comité de l'industrie qui a soumis des mémoires de politique à l'Office national de l'énergie au sujet de modifications proposées aux règlements relativement aux procédures de sécurité, d'exploitation et de soudage. La division a également collaboré avec l'Association canadienne de normalisation pour arrêter et adopter des normes révisées. Elle a de plus participé à l'établissement d'une installation permanente à Edmonton pour examiner les qualifications des soudeurs.

L'ONE publiait en 1988 son règlement sur les pipelines terrestres, et celui sur les croisements de pipelines applicable aux tierces parties; dans les deux cas, la division a soumis des commentaires très détaillés. A la fin de l'année, la division a collaboré étroitement avec les autres comités de l'APC quant au projet de l'ONE pour réglementer les pipelines marins. La division a de plus échangé de façon suivie avec l'ONE des informations relatives aux demandes courantes, aux règlements proposés en matière de recouvrement des frais et aux améliorations apportées au processus de réglementation.

En Alberta, la division participait à la mise au point d'un formulaire normalisé d'avis et de consentement relativement aux activités géophysiques se déroulant à proximité et au-dessus des pipelines; elle a revu les amendements proposés à la "APEGGA Act", établi une liste d'exigences de formation applicables aux exploitants de pipelines, contrôlé l'élaboration et l'émission de la directive de l'ERCB relativement au bruit, et des exigences du ministère albertain de l'Environnement relativement aux demandes de réglementation des pipelines.

Compte tenu des préoccupations croissantes de sensibilisation du public aux questions environnementales, la division a étudié la nécessité de créer un programme à cette fin, et a adopté une proposition pour créer un comité dont le mandat consistera à traiter de sujets reliés aux questions environnementales. ■

J. G. (John) Vandermeer

Vice-président
Unocal Canada Limited

DIVISION DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Un optimisme croissant était partout affiché l'an dernier en Colombie-Britannique. Ce climat a influé sur les ventes de terrains gouvernementaux, alors qu'un nombre accru de droits étaient acquis à des prix plus élevés. Les activités de forage ont connu une hausse de 39 pour cent. De nombreuses découvertes intéressantes ont fait augmenter les réserves de gaz et de pétrole en Colombie-Britannique. De plus, le règlement de la situation de force majeure affectant le réseau de Northwest Pipeline permettra aux producteurs de la C.-B. de s'attaquer vigoureusement à un marché américain fort prometteur.

La province a adopté au milieu de l'année un régime simplifié de redevances applicables au gaz naturel; elle a aussi adopté un programme visant à harmoniser ses pratiques administratives, processus d'ailleurs vivement appuyé par l'industrie. Le personnel dirigeant du ministère subissait l'an dernier des modifications importantes.

Le programme de privatisation de la province prenait une longueur d'avance : la division du gaz naturel dans la vallée de la Fraser de B.C. Hydro, ainsi que sa division du gaz naturel de Victoria étaient toutes deux vendues; d'autre part, un groupe de producteurs a été choisi pour remplacer la B.C. Petroleum Corporation.

L'alimentation de l'île de Vancouver en gaz naturel se concrétise avec le choix de la Pacific Coast Energy Corporation. Cette société a le mandat de construire un gazoduc grâce à l'appui financier des gouvernements fédéral et provincial. La B.C. Utilities Commission procède actuellement à l'étude de la rentabilité économique de ce projet.

Le gouvernement a envisagé, puis rejeté la possibilité de créer une commission des ressources pétrolières, dont le mandat aurait ressemblé à celui de la Alberta Energy Resources Conservation Board. Cette décision a reçu l'appui des producteurs; on croit que l'industrie relativement plus restreinte de la Colombie-Britannique est bien desservie par l'actuelle structure du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières.

Bien que la province et les producteurs aient été touchés par la faiblesse et l'instabilité du prix du pétrole, et par l'incertitude liée aux marchés gaziers, la perspective d'avenir est plus prometteuse qu'elle ne l'a été depuis un certain temps. L'appui accordé par les politiques gouvernementales et la relance des marchés du gaz naturel stimuleront sans aucun doute nos activités. ■

D. Z. (Dzintra) Ziemelis

Directeur — Exploitation, région de l'Est
Ressources Gulf Canada Limitée

DIVISION DE LA SASKATCHEWAN

La Saskatchewan a toujours imposé les taux de redevances les plus élevés en Amérique du Nord. Bien que les formules servant au calcul des redevances en Saskatchewan tiennent compte des prix et prévoient certaines compensations lorsque ces prix chutent, les marges de bénéfice consenties aux producteurs sont insuffisantes pour justifier des investissements à long terme. Au cours de l'année, la division a cherché à faciliter les rapports entre le gouvernement et l'industrie quant aux répercussions entraînées par la politique fiscale de la Saskatchewan et au besoin de modifier le régime de redevances.

En collaboration avec le Comité de l'économie, la division a établi des modèles fiscaux détaillés pour toutes les régions productrices de la province, et a soumis ces modèles économiques aux représentants de la province. En cours de présentation, nous sommes parvenus à une excellente compréhension réciproque de ce processus de modélisation, et sommes donc en mesure d'évaluer rapidement tout changement éventuel de politique fiscale, ainsi que les répercussions afférentes pour l'industrie. Nous sommes aussi disposés à entreprendre la prochaine étape, soit l'utilisation des modèles pour démontrer quelles seraient les répercussions de la refonte bien nécessaire du régime de redevances. La division croit pouvoir soumettre ses recommandations dès l'automne 1989.

Dans le but de continuer à réduire les coûts d'exploitation des champs pétroliers, la division rencontrait à nouveau les représentants de SaskPower pour confirmer leur engagement de rajuster la tarification d'électricité de l'industrie en fonction de celle des autres importants clients industriels. Nos discussions ont porté fruit, et notre industrie est à nouveau exemptée de toute hausse de tarif en 1989.

L'environnement et la sécurité ont retenu notre attention en 1988. La division et les représentants de l'APC rencontraient en novembre des fonctionnaires représentant le ministère de l'Énergie pour passer en revue le Code de conduite environnemental de l'Association. Les responsables du ministère ont réservé un accueil favorable à ce document et ont convenu de l'examiner attentivement pour déterminer si les exigences de la Saskatchewan en la matière y sont respectées.

De plus, la division et les représentants de cinq associations de l'industrie pétrolière participant au groupe de travail sur la sécurité, de l'industrie pétrolière d'amont, ont rencontré les ministres du Travail, de la Sécurité et de l'Hygiène professionnelles, de l'Énergie et des Mines (Saskatchewan), ainsi que de nombreux députés pour examiner le cadre et la portée de ce document.

Notons aussi la participation de la division au groupe de travail conjoint du gouvernement et de l'industrie sur la production autorisée de gaz naturel, ainsi qu'à une discussion conjointe entre le gouvernement et l'industrie sur les méthodes et procédures d'évaluation provinciale. ■

G. C. (Gary) Bruce

Directeur général,
Nouvelles mises
en valeur
Petro-Canada Inc.

DIVISION DES RÉGIONS PIONNIÈRES

Les activités de forage menées en 1988 par l'industrie sont demeurées modestes dans les régions pionnières en raison du climat commercial. Malgré tout, l'industrie a réalisé des progrès significatifs quant à la mise en valeur et à la production des ressources pétrolières dans les régions pionnières.

En mai 1988 se tenait à Fairmont (Colombie-Britannique) une conférence, parrainée par la division, réunissant représentants de l'industrie, hauts fonctionnaires de l'industrie, hauts fonctionnaires des gouvernements fédéral, territoriaux et provinciaux, ainsi que des représentants d'autres organismes et de regroupements de citoyens; les participants se sont penchés sur la façon de bien gérer la transition de la phase de la prospection à celle de la production dans les régions pionnières. Des conférenciers provenant du Royaume-Uni et des États-Unis ont fait part de leur expérience et de leur expertise quant à la gestion de cette transition aux ingénieurs, scientifiques et dirigeants canadiens chargés de mener les travaux effectués au Canada en ce sens.

Au mois de juillet, le gouvernement fédéral et celui de Terre-Neuve paraphaient une déclaration de principes avec le consortium Hibernia pour faire démarrer le processus de développement de ce champ pétrolifère extracôtier. La société Terra Nova mène des études préalables aux études d'ingénierie pour évaluer les possibilités de développement; d'autre part, la société Husky/Bow Valley, fort encouragée par les résultats du forage au gisement Whiterose, est d'avis que les réserves pourraient s'avérer suffisamment importantes pour justifier leur mise en valeur.

Au Nord, la société Gulf a terminé son programme de forage portant sur la structure Amauligak et s'apprêtait à en évaluer les résultats avant de proposer une mise en valeur commerciale. De leur côté, les sociétés Esso, Shell et Gulf ont déposé des demandes d'exportation de gaz naturel auprès de l'Office national de l'énergie afin de compenser pour les ventes de leurs réserves prouvées du delta du Mackenzie.

Aucune activité à signaler sur la côte ouest, les gouvernements fédéral et provinciaux n'ayant selon toute évidence pu dénouer l'impasse relative aux modalités d'un éventuel Accord Pacifique.

Le programme de travail des gouvernements continue cependant d'être très chargé en matière de réglementation et de législation. Les initiatives gouvernementales prises aux niveaux fédéral et régionaux ont imposé des efforts considérables aux comités et groupes de travail de la Division des régions pionnières.

Dans la région nordique, les efforts gouvernementaux sentis débouchaient enfin sur des accords de principe avec les deux gouvernements des Territoires pour un Accord du Nord, et avec les organisations autochtones des deux Territoires pour un règlement des revendications territoriales. La division déploie son énergie pour faire en sorte que les gouvernements et les organisations autochtones soient sensibilisés à la nécessité que les processus de réglementation et de politiques comprennent des éléments susceptibles de stimuler et de faciliter au maximum l'exploration et le développement du Nord.

Au début de 1988 étaient proposés des amendements à la Loi fédérale sur la production et la conservation du pétrole et du gaz. La division mettait sur pied un groupe de travail multidisciplinaire tout spécialement pour revoir les amendements proposés, et pour proposer des améliorations supplémentaires à cette loi.

Sous la direction de l'Association canadienne de normalisation et en collaboration avec les gouvernements s'est poursuivie l'élaboration des normes afférentes aux divers règlements.

L'industrie a éprouvé un revers en Nouvelle-Écosse, où un seul puits extracôtier était foré au cours de l'année, alors qu'une association d'écologistes et de pêcheurs réussissait à obtenir des gouvernements un moratoire sur toute exploration de la zone du banc Georges. Le processus employé pour traiter les questions environnementales et socio-économiques afférentes à cette décision demeure une préoccupation pour l'APC.

Dans les secteurs de la santé et de la sécurité, les comités de la division ont passé en revue les modifications à la réglementation du Canada et de Terre-Neuve en matière de santé et de sécurité au travail, ainsi que les normes afférentes. De plus, une étude a été entreprise, avec la participation de d'APGTC et de l'industrie aéronautique, sur la sortie d'hélicoptère. Sur la côte est, la division a préparé d'importantes soumissions pour les autorités responsables de la réglementation en matière de manutention des marchandises par les navires en attente, de programmes d'évaluation de la sécurité et de normes de formation du personnel travaillant en mer.

Les comités ont dû consacrer beaucoup de temps aux questions environnementales; ils se sont penchés sur les dossiers relatifs à la Loi sur les eaux intérieures du Nord, les lubrifiants liquides pour les forages, l'élimination des déchets au large, la restructuration du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales, un nouveau conseil de direction pour le Fonds de recherche en études environnementales, ainsi que des initiatives pour la planification de l'utilisation du territoire aux T.N.-O.

Parmi les principaux secteurs d'activité, retenons les normes d'application de la mise en valeur, des régions où se produisent d'importantes découvertes, l'interprétation des règlements et des normes applicables à la délivrance de terrains, et les régimes de redevances dans les régions pionnières.

Le personnel et les ressources de la division continueront de faire face aux défis, dans la mesure où le gouvernement fédéral continue de vouloir adopter un régime de réglementation régionale et où l'on est sur le point de finaliser les règlements applicables aux activités gazières et pétrolières dans les régions pionnières. Compte tenu des activités du gisement Hibernia et des autres lieux d'exploitation dans les régions pionnières, nous assistons à la création d'une importante industrie gazière et pétrolière au large des côtes canadiennes. Dans cette mesure, la division doit s'assurer que l'évolution des politiques et règlements puisse desservir les besoins de l'industrie tout en stimulant les mises en valeur. ■

Distinctions honorifiques et prix

MEMBRES D'HONNEUR À VIE

J.E. (Ted) Baugh
Ancien vice-président principal et membre du CA, Petrofina Canada Inc.; Ancien PDG, Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

W.A. (Bill) Gatenby
Ancien PDG, Texaco Canada Resources Ltd.

PRIX DE DISTINCTION

G.A. (Greg) Bourque
Esso Petroleum Canada

A.S. (Stephen) Brink
PanCanadian Petroleum Limited

J.K. (Karl) Conway
Suncor Inc.

J. (Jan) DeJong
Husky Oil Ltd.

E.G. (Gordon) Dittmer
Petro-Canada Inc.

R.G. (Gordon) Hedge
Ressources Gulf Canada Limitée

M. (Mark) Lesky
NOVA Corporation of Alberta

M. (Mike) Lochli
PanCanadian Petroleum Limited

R.A.(Bob) MacKay
Petro-Canada Inc.

J.D. (Jim) McLean
Shell Canada Limitée

D.A. (Doug) Mead
Shell Canada Limitée

T.W. (Tom) Mulholland
Esso Ressources Canada Limitée

E. (Ernest) Neufeld
Texaco Canada Resources Ltd.

B. (Bruce) Rankin
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

E.S. (Ted) Spearing
Chevron Canada Resources

J.L. (Jim) Evans
Petro-Canada Inc.

R.H. (Bob) Mackie
PanCanadian Petroleum Limited

W.R. (Bob) Morris
Esso Ressources Canada Limitée

N.L. (Norm) Tozer
Alberta Natural Gas Company Ltd.

PRIX NATIONAUX DE JOURNALISME

Presse écrite

Meilleur article dans un quotidien :
Adam Mayers, *The Toronto Star*

Meilleur article dans une publication spécialisée de nature commerciale, financière ou industrielle :
Ian Doig, *Doig's Digest*

Meilleur article dans un journal local :
Belle Hatfield, Yarmouth, N.-É. *Vanguard*

Meilleur éditorial, chronique, article d'opinion ou de commentaire :
Frank Dabbs, *The Financial Post*

Meilleur article dans une publication d'entreprise :
Victor Paddy, *The Imperial Oil Review*

Radiotéléjournalisme

Meilleur documentaire radiodiffusé (marché secondaire) :
VOCM St-Jean (T.-N.)
Gerry Phalen, Producteur-réalisateur

Journalisme sur l'environnement

Meilleur documentaire télévisé (marché secondaire):
CBKT Regina
Art Jones, Producteur-réalisateur

Prix de distinction : Grands reportages:
Bob Hogarth, Périodique *Drillsite*

PRIX DE SÉCURITÉ — PIPELINES

Meilleure performance — blessures:
Texaco Canada Resources Ltd.
Pétroles Esso Canada
Interprovincial Pipe Line Limited

Meilleure performance — accidents de véhicules:
Ressources Énergétiques Norcen Ltée
Dome Petroleum Limited
Mobil Oil Canada, Ltd., à titre d'exploitant de Rainbow Pipe Line Company Ltd. et South Saskatchewan Pipe Line Company

Meilleure performance — incidents d'exploitation:
Westcoast Petroleum Ltd.
Home Oil Company Limited
Dome Petroleum Limited

Aucun accident (aucune blessure, aucun accident de véhicules, aucun incident d'exploitation):
Ressources Gulf Canada Limitée
Westcoast Petroleum Ltd.

ACTIVITÉS DE L'APC

Les sociétés membres de l'Association pétrolière du Canada explorent et exploitent les ressources pétrolières et gazières du Canada depuis les débuts de l'industrie dans l'ouest canadien. L'origine de l'Association remonte à 1927, date de la fondation de la "Alberta Oil Operators' Association". L'industrie croît, ses activités prennent de l'expansion, et il en va de même pour l'Association. En 1952, l'Association, soucieuse de mieux traduire dans sa raison sociale le rôle plus vaste qu'elle joue alors, devient l'Association pétrolière du Canada. L'industrie et l'Association continuent de croître grâce à l'exploration des gisements du Nord canadien et des gisements sous-marins, et à l'exploitation de ressources non classiques telles que les sables pétrolifères de l'Alberta.

Les membres actifs de l'APC se recrutent parmi les sociétés d'exploration et de production du pétrole et du gaz naturel du Canada, ainsi que les sociétés de pose de pipelines. Il s'agit de grandes, moyennes et petites entreprises allant des sociétés canadiennes aux multinationales. Ces sociétés produisent environ 90 % du pétrole et plus de 70 % du gaz naturel canadiens. Nous leur sommes également redevables de plus de 70 % des dépenses en immobilisations engagées dans le secteur en amont.

Un conseil d'administration composé de dirigeants de sociétés membres de l'APC préside aux activités de l'Association et formule les principes directeurs. Les principes directeurs qui s'appliquent exclusivement à la Colombie-Britannique, à la Saskatchewan, aux pipelines ou aux régions pionnières sont traités par des divisions spécifiques, qui possèdent chacune leur conseil d'administration.

Le travail portant sur l'ensemble de l'industrie est exécuté par les membres des 50 comités permanents qui constituent le pivot de l'Association. Ces comités se penchent chaque année sur des centaines de questions et offrent aux sociétés membres un cadre leur permettant d'aborder des questions ayant une incidence sur l'ensemble de l'industrie. Les membres comprennent des comptables, des ingénieurs, des avocats, des environnementalistes, des foreurs, des géophysiciens, des économistes et un grand nombre d'autres spécialistes. Grâce à leur compétence et à leur expérience polyvalentes, les membres des comités sont en mesure de traiter des questions d'ordre technique ou autre qui influencent les activités de l'industrie.

L'Association fournit de l'information technique importante et utile dont se servent ses membres et d'autres groupes au Canada. Elle a récemment publié la 34e édition du **Statistical Handbook**, qui contient des milliers de statistiques sur l'industrie. Cette publication est la source principale de statistiques sur le pétrole au Canada et constitue le fondement de la base de données électronique CPASTATS.

Chaque année, le Comité des réserves de l'APC publie un rapport sur les réserves pétrolières et gazières canadiennes. Ce rapport, qui fait autorité, est utilisé par les gouvernements, les organismes de réglementation, l'industrie et les médias. D'autres comités fournissent également des données statistiques sur les forages et les dépenses, ainsi que d'autres renseignements importants sur l'industrie. On peut également obtenir des renseignements auprès des comités permanents dans le cadre de leurs activités quotidiennes.

En guise de complément à ses activités au chapitre des statistiques et de la politique, l'Association a élaboré un modèle informatique sur les fonds autogénérés de l'industrie pour évaluer l'incidence des changements de nature fiscale sur l'industrie. Ce modèle permet à l'Association de réagir rapidement et sans hésitation aux changements de politique proposés à l'échelon fédéral ou provincial. Un autre modèle sur l'économie a été élaboré pour tracer le profil des activités de l'industrie en Saskatchewan; d'autres modèles pour l'Alberta et la Colombie-Britannique en sont à l'étape de la planification.

Les nombreux comités et groupes de travail de l'APC fournissent les renseignements nécessaires à l'élaboration de principes directeurs. Les comités, le conseil d'administration et d'autres porte-parole communiquent ensuite aux gouvernements, aux organismes de réglementation, à d'autres associations et au public les principes directeurs recommandés par l'APC. L'Association constitue ainsi un pivot permettant à ses membres de s'entendre sur ces nombreuses questions, et un moyen pour les gouvernements et le public d'obtenir une perspective de l'industrie.

En 1988, plusieurs groupes de travail de l'APC ont présenté le point de vue de l'industrie. L'Association met sur pied des groupes de travail pour traiter de questions qui influenceront fortement l'industrie d'une façon ou d'une autre. Au cours de l'année, ces groupes ont abattu beaucoup de travail dans le domaine du libre-échange, de la sécurité industrielle et de la législation environnementale.

La présentation du point de vue de l'industrie par l'Association constitue un instrument efficace et économique pour les sociétés membres. La participation du Comité de la politique relative au gaz naturel à des audiences portant sur la réglementation et particulièrement sur les tarifs se traduit par une économie de millions de dollars pour l'industrie. La complexité des questions et la nécessité d'assurer le suivi font qu'il est presque impossible pour une société de prendre part aux nombreuses audiences portant sur la réglementation. C'est pourquoi l'APC se charge en grande partie de ces activités.

Le Comité du pétrole brut représente également l'industrie lors d'audiences sur les tarifs et les installations tenues pour les sociétés de pipelines, notamment Interprovincial et Trans Mountain. Le travail effectué par le Comité de l'économie sur la politique fiscale et les redevances permet de communiquer aux gouvernements les vues des entreprises et de constituer une tribune pour que les employés puissent s'entretenir de principes complexes et comprendre ceux-ci. Tous ces travaux ont des répercussions importantes sur les activités de l'industrie, et se traduisent par des économies directes et indirectes d'envergure pour les sociétés membres. Les comités contribuent par conséquent à la rentabilité des sociétés membres de l'Association.

BUREAUX ET EMPLOYÉS DE L'APC

Siège social
3800, 150 - 6e Avenue sud-ouest
Calgary (Alberta) T2P 3Y7
(403) 269-6721
(403) 261-4622 — Télécopieur

Ian Smyth, Président
Hans Maciej, Vice-président
Don Macnamara, Vice-président

Douglas Bruchet, Directeur, Santé, sécurité et environnement
James Bates, Coordonnateur principal, Santé, sécurité et environnement

Norm Elliott, Directeur, Relations publiques
Peter McKenzie-Brown, Conseiller principal, Relations publiques
Christine Wignall, Représentante, Relations publiques

Cal Tuchanen, Directeur, Gaz naturel
Gordon Stevens, Directeur, Activités de l'industrie
Peter Fournier, Directeur, Affaires réglementaires

Les comités de l'environnement de l'Association ont été particulièrement actifs en 1988 en raison de la législation proposée à l'échelon fédéral et provincial. Il en coûte des centaines de millions de dollars pour respecter les lois portant sur l'environnement; il est donc important que seules les lois nécessaires soient mises en vigueur.

Enfin, le service des relations publiques communique au public et aux gouvernements le point de vue et les lignes directrices de l'Association. Des porte-parole de l'industrie prononcent dans tout le pays des allocutions préparées par le service des relations publiques. L'Association organise également des conférences de presse et fournit aux médias des commentaires et des données techniques. Des porte-parole de l'APC accordent pendant l'année des centaines d'entrevues à la télévision, à la radio et dans divers journaux et publications. De plus, des conférenciers prononcent des allocutions au Canada et aux États-Unis pour faire valoir le point de vue de l'industrie.

CPA Review continue d'être la principale publication de l'Association. La Division des régions pionnières publie **Eastern Offshore News**, qui décrit les activités de l'industrie dans la région de l'Atlantique, et **Arctic Petroleum Review**, qui traite des questions ayant une incidence sur le Grand Nord.

En résumé, par l'intermédiaire des comités, de ses employés et de six bureaux canadiens, l'Association présente le point de vue de ses membres sur d'innombrables questions, notamment sur les redevances, le régime fiscal, la réglementation, ainsi que des préoccupations en matière de sécurité et d'environnement. Cette communication efficace se traduit par une économie de centaines de millions de dollars pour ses membres et aide à assurer la mise en application de principes directeurs judicieux au cours des années à venir. ■

CONSEIL D'ADMINISTRATION

G. H. Agnew
Texaco Canada Resources

D. Baldwin
Esso Ressources Canada Limitée

E. G. Battle
Ressources Énergétiques Norcen Limitée

G. C. Bruce †‡
Petro-Canada

C. W. Dumett, Jr.
Unocal Canada Limited

D. R. Fenton
Alberta Natural Gas Company Ltd.

L. B. Gordon†
Pembina Resources Limited

W. H. Hopper
Petro-Canada

A. Janisch
Quintana Exploration Canada Ltd.

I. J. Koop
BP Canada Inc.

R. W. Laidlaw
Gibson Petroleum Company Limited

J. J. O'Connor
Mobil Oil Canada

D. B. Macnamara†
Association pétrolière du Canada

G. J. Maier
TransCanada PipeLines Limited

R. H. Matzke
Chevron Canada Resources

J. A. McKee
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

R. C. McReynolds
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.

S. K. McWalter
Ressources Gulf Canada Limitée

M. E. J. Phelps
Westcoast Energy Inc.

J. M. Pierce
Ranger Oil Limited

R. L. Pierce
NOVA Corporation of Alberta

R. Y. Pogontcheff
Husky Oil Ltd.

D. E. Powell
Home Oil Company Limited

B. B. Rombough
PanCanadian Petroleum Limited

R. C. Siegfried
ICG Resources Ltd.

R. I. Smith
Placer CEGO Petroleum

I. R. Smyth†
Association pétrolière du Canada

T. Don Stacy
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

R. B. Stokes†‡
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

D. G. Stoneman
Shell Canada Limitée

J. G. Vandermeer†‡
Unocal Canada Limited

R. H. Writz
Suncor Inc.

D. Z. Ziemelis†‡
Ressources Gulf Canada Limitée

† *Désigne un membre du Comité des finances (APC)*
‡ *Désigne le président d'une Division*

Mike Rakusin, Directeur, Économie
Court Mackid, Économiste
Stephen Rodrigues, Statisticien
Helena Kalivoda, Responsable de l'analyse fiscale

Barry Virtue, Directeur, Services des divisions
Ian Scott, Coordonnateur principal, Division des pipelines

Lee Bouchard, Directeur, Finances, administration et planification
Laura White, Directrice du bureau

Bureau d'Ottawa
Bureau 1312, 50, rue O'Connor, Ottawa (Ontario) K1P 6L2
(613) 237-5515 / (613) 563-9734 — Télécopieur
William Turner, Directeur
Ron Chaplin, Responsable, Affaires gouvernementales
Margaret Proulx, Adjointe

Division de la Saskatchewan
Bureau 1151, 2103, 11e Avenue
Regina (Saskatchewan) S4P 3Z8
(306) 757-3527 / (306) 757-6506 — Télécopieur
Bill Whelan, Directeur, Division de la Saskatchewan
Leonard Brooks, Agent, Relations publiques

Division de la Colombie-Britannique
600, 200, rue Granville, Vancouver, (C.-B.) V6C 1S4
(604) 685-4121 / (604) 685-3447 — Télécopieur
John Ludgate, Directeur, Division de la C.-B.

Bureau de Terre-Neuve
800, 140, rue Water, St-Jean (Terre-Neuve) A1C 6H6
(709) 726-7270 / (709) 726-0232 — Télécopieur
Pat Jackson, Adjointe à l'administration

Bureau de la Nouvelle-Écosse
802, 1809, rue Barrington, Halifax (N.-É.) B3J 3K8
(902) 421-1159 / (902) 425-4790 — Télécopieur
Laurie Taylor, Directeur, Région de la côte Est

MEMBRES

Producteurs

Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
Anadarko Petroleum of Canada Ltd.
BHP Petroleum (Canada) Inc.
BP Canada Inc.
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Chevron Canada Resources
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Conoco Canada Limited
Coseka Resources Limited
Esso Ressources Canada Limitée
Forest Oil Corporation
Gibson Petroleum Company Ltd.
Home Oil Company Limited
Husky Oil Ltd.
ICG Resources Ltd.
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée
Mobil Oil Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Pan-Alberta Gas Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Pembina Corporation
Petro-Canada
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Company Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources, Ltd.
Placer CEGO Petroleum
Placid Oil Company
Quintana Exploration Canada Limited
R. Adair Oil Management
Ranger Oil Limited
Ressources Énergétiques Norcen Ltée
Ressources Gulf Canada Limitée
Shell Canada Limitée
Standard Oil Production Company
Suncor Inc.
Syncrude Canada Ltd.
Tennessee Gas Transmission Ltd.
Texaco Canada Resources Ltd.
Total Petroleum Canada Ltd.
Unocal Canada Limited
Westcoast Energy Inc.

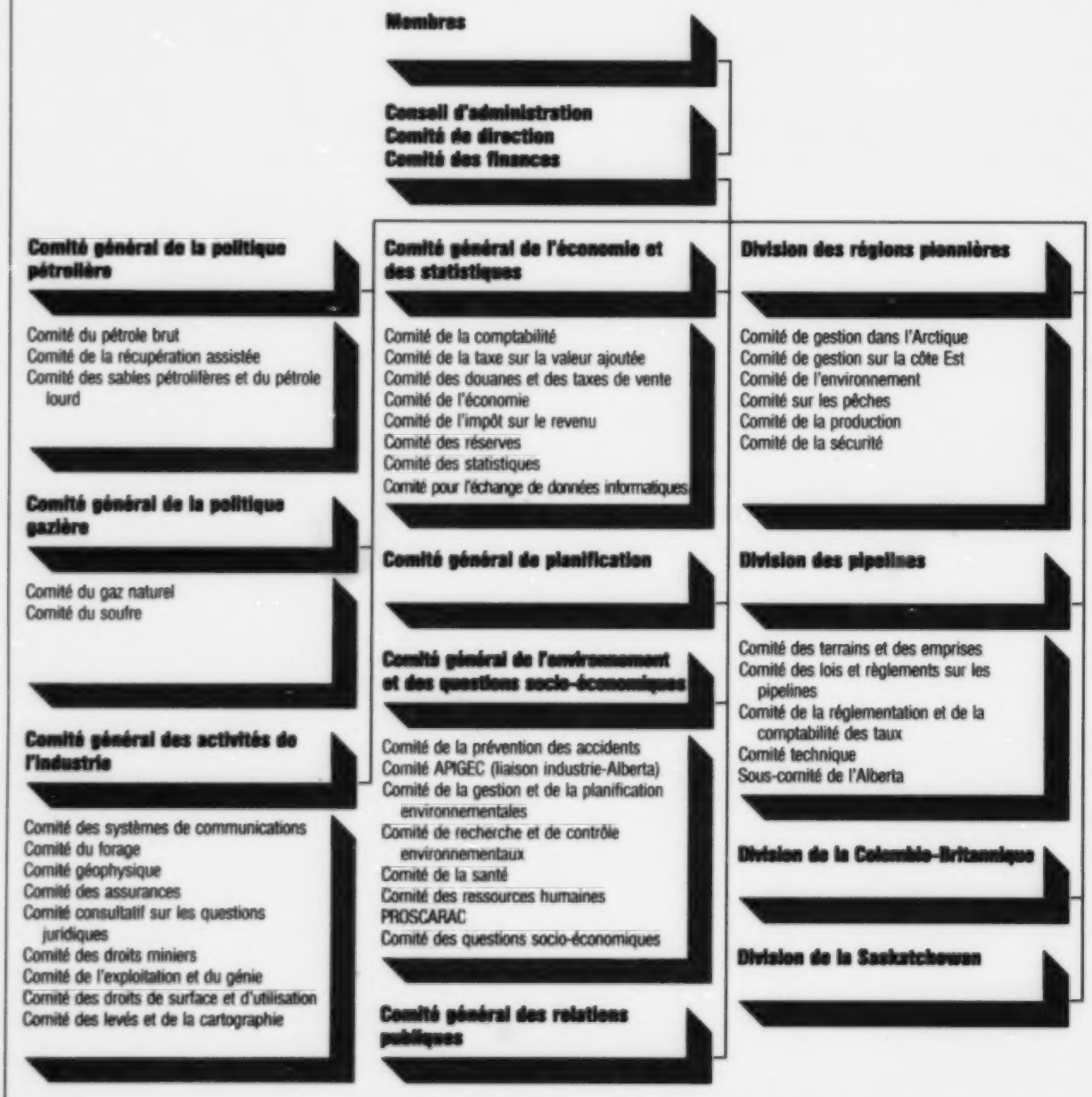
Pipelines

AEC Pipelines
Alberta Natural Gas Company Ltd.
Canadian Western Natural Gas Company Limited
ENRON Canada Ltd.
Interprovincial Pipe Line Company
Northwestern Utilities Limited
NOVA Corporation of Alberta
Peace Pipe Line Ltd.
Pétroles Esso Canada
ProGas Limited
Rainbow Pipe Line Company Ltd.
South Saskatchewan Pipe Line Company
Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
TransCanada PipeLines Limited
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
Trans-Northern Pipelines Inc.

Membres Associés

A.G.T. Mobile Communications
Aciers Algoma Limitée
Arthur Andersen & Cie
Ballem, McDill, MacInnes & Eden
Banque de Commerce Canadienne Impériale
Banque de Montréal
Barclays Bank of Canada
Bell, Felesky, Flynn
Black & Company
BMP Energy Systems Ltd.
Burnet, Duckworth & Palmer
Clarkson Gordon
Clarkson, Tetrault
Collins Barrow
Complete Land Services Ltd.
Coopers & Lybrand
Datel Communications Ltd.
Deloitte, Haskins & Sells
Dowell Schlumberger Canada Inc.
Eastman Christensen Canada Limited
Fenerty, Robertson, Fraser & Hatch
Foster Research
Général Électrique du Canada Limitée
Geophysical Service Incorporated
Halliburton Services Limited
La Banque Royale du Canada
La Banque Toronto-Dominion
Lawson, Tundell, Lawson & McIntosh
MacKimmie Matthews
Macleod, Dixon
Marsh & McLennan Ltd.
McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Motorola Canada Limitée
Newfoundland Telephone Co. Ltd.
Nickle Map Service Ltd.
Nortech Surveys (Canada) Inc.
Pallister Resource Management Ltd.
Parlee McLaws
Peat Marwick
Petty-Ray Geophysical Canada
Price Waterhouse
Prudential Steel Ltd.
Pulsearch Consolidated Technology Ltd.
Reed Stenhouse Limitée
Schlumberger of Canada
ScotiaMcLeod Inc.
Smith, Lyons, Torrance, Stevenson & Mayer
Stephen Johnson
Stewart, Weir & Co.
TELECOM CANADA
Telesat Canada
The McElhanney Group Ltd.
Thorne Ernst & Whinney
Thorsteinsson & Company
Touche, Ross & Cie
TransAlta Utilities Corporation
Université de Calgary
Ville de Calgary
Western Geophysical Company of Canada Ltd.
Westpoint Safety Services Inc.
Ziff Energy Group

STRUCTURE DES COMITÉS


Membres
Conseil d'administration
Comité de direction
Comité des finances
Comité général de la politique pétrolière
Comité du pétrole brut
Comité de la récupération assistée
Comité des sables pétrolifères et du pétrole lourd
Comité général de la politique gazière
Comité du gaz naturel
Comité du soufre
Comité général des activités de l'industrie
Comité des systèmes de communications
Comité du forage
Comité géophysique
Comité des assurances
Comité consultatif sur les questions juridiques
Comité des droits miniers
Comité de l'exploitation et du génie
Comité des droits de surface et d'utilisation
Comité des levés et de la cartographie
Comité général de l'économie et des statistiques
Comité de la comptabilité
Comité de la taxe sur la valeur ajoutée
Comité des douanes et des taxes de vente
Comité de l'économie
Comité de l'impôt sur le revenu
Comité des réserves
Comité des statistiques
Comité pour l'échange de données informatiques
Comité général de planification
Comité général de l'environnement et des questions socio-économiques
Comité de la prévention des accidents
Comité APIGEC (liaison industrie-Alberta)
Comité de la gestion et de la planification environnementales
Comité de recherche et de contrôle environnementaux
Comité de la santé
Comité des ressources humaines
PROSCARAC
Comité des questions socio-économiques
Comité général des relations publiques
Division des régions pionnières
Comité de gestion dans l'Arctique
Comité de gestion sur la côte Est
Comité de l'environnement
Comité sur les pêches
Comité de la production
Comité de la sécurité
Division des pipelines
Comité des terrains et des emprises
Comité des lois et règlements sur les pipelines
Comité de la réglementation et de la comptabilité des taux
Comité technique
Sous-comité de l'Alberta
Division de la Colombie-Britannique
Division de la Saskatchewan